

# Technologiebericht

## 2.1 Zentrale Großkraftwerke

### innerhalb des Forschungsprojekts

## TF\_Energiewende

---

Dr. Peter Markewitz

Dr. Martin Robinius

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



**Disclaimer:**

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

**Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:**

Markewitz, P.; Robinius, M. (2017): Technologiebericht 2.1 Zentrale Großkraftwerke. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

**Hinweis:**

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

**Kontakt:**

Dr. Peter Markewitz

Tel.: +49 2461/61 – 6119

Fax: +49 2461/61 – 6695

E-Mail: [p.markewitz@fz-juelich.de](mailto:p.markewitz@fz-juelich.de)

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

52425 Jülich

**Review durch:**

Dietmar Schüwer (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>Zusammenfassung (Steckbrief)</b>	<b>8</b>
<b>1 Beschreibung des Technologiefeldes</b>	<b>10</b>
1.1 Kohlekraftwerke	10
1.1.1 Steinkohlekraftwerke	10
1.1.2 Braunkohlekraftwerke	11
1.1.3 Exkurs: Kohlekombikraftwerke	12
1.1.4 Exkurs: Stoffliche Kohlenutzung und Polygeneration	15
1.2 Entwicklungsbedarf für kohlegefeuerte Kraftwerke	18
1.3 Gasgefeuerte Kraftwerke	23
1.4 Entwicklungsbedarf von Gaskraftwerken	24
<b>2 Relevanz öffentlicher Förderung</b>	<b>28</b>
2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	28
2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	29
<b>3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes</b>	<b>33</b>
3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	33
3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	37
3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	39
3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	39
3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	40
3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	41
3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	45
3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	47
3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	48
3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	49
<b>4 F&amp;E-Empfehlungen für die öffentliche Hand</b>	<b>52</b>
4.1 Kohlegefeuerte Kraftwerke	52
4.2 Gasgefeuerte Kraftwerke	54
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>55</b>

## Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

### Abkürzungen

AD	Aeroderivate
BAU	Business-as-usual
BAT	Best Available Technology
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BVT	Best verfügbare Technik
CO	Kohlenmonoxid
CP	Current policy IEA Szenario
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
COMTES	Component Test Facility for a 700° Celsius power plant
COORETEC	BMWi Forschungsinitiative CO <sub>2</sub> -Reduktionstechnologien
DENOX	Rauchgasentstickung
DVGW	Deutscher Verband der Gas- und Wasserwirtschaft
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOR	Enhanced Oil Recovery
FC	Fuel Cell
GE	General Electric
GP	Greenpeace
GuD	Gas- und Dampfprozess
HAT	Humid Air Turbine
HCERI	Hueng Clean Energy Research Institute Flugstromvergaser
HD	Heavy Duty
Hg	Quecksilber
HQC	China Huanqui Contracting&Engineering Corporation
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
IEA	Internationale Energieagentur
IED	Industrial Emissions Directive
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IGFC	Integrated Gasification Fuel Cell Cycle
KBR	Kellog, Brown&Roof Wirbelschichtvergaser
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KOBRA	Kombikraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung
NMVOC	Nicht methanhaltige Kohlenwasserstoffe
NO <sub>2</sub>	Stickstoffdioxid
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
P <sub>n</sub>	Nennleistung
PtX	Power to X
PV	Photovoltaik
SOFC	Solid oxide fuel cell
SO <sub>x</sub>	Schwefeloxide
STIG	Steam Injected Gas Turbine
TR	Technology Readiness
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
VGB	Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme
WEC	World Energy Council
ZÜ	Zwischenüberhitzung

## Einheiten und Symbole


%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
br	Brutto
el	Elektrisch
GW	Gigawatt
h	Stunde
kW	Kilowatt
mg	Milligramm
MW	Megawatt
µg	Mikrogramm

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken -----	20
Tab. 1-2	Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Gaskraftwerken-----	26
Tab. 2-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Großkraftwerken verschiedener Entwicklungskategorien -----	28
Tab. 2-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke -----	30
Tab. 2-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke -----	31
Tab. 3-1	Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugung -----	34
Tab. 3-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugung -----	34
Tab. 3-3	Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugungskapazität-----	35
Tab. 3-4	Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugungskapazität-----	35
Tab. 3-5	Analyse des nationalen Marktpotenzials für Gaskraftwerke -----	36
Tab. 3-6	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch neue Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	37
Tab. 3-7	Weitere wichtige Emissionen (SO <sub>x</sub> , N <sub>2</sub> O, NO <sub>x</sub> , NMVOC und Staub), die jährlich durch neue Gaskraftwerke in Deutschland vermieden werden im Vergleich zum Referenzfall-----	37
Tab. 3-8	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	39
Tab. 3-9	Jährlich vermiedener Ressourceneinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	39
Tab. 3-10	Jährliche direkte Kosteneinsparpotenziale durch Brennstoffeinsparungen für Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	40
Tab. 3-11	Öffentliche F&E-Ausgaben (Mio. €) für das Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke im internationalen Vergleich -----	42
Tab. 3-12	Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)-----	46
Tab. 3-13	Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)-----	47
Tab. 3-14	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke-----	48
Tab. 3-15	Abhängigkeit des Technologiefeldes Großkraftwerke von Infrastrukturen -----	49
Tab. 4-1	Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken -----	53



## Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 2.1 Zentrale Großkraftwerke					
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf					
Beschreibung des Technologiefeldes					
Technologiefeld bestehend aus 2 zentralen Technologiegruppen: – Kohlegefeuerte Kraftwerke (Verbrennung) – Gasgefeuerte Kraftwerke					
Technologische Reife: Kohle-KW: Kommerzialisierung (TRL = 9), Gas-KW: Kommerzialisierung (TRL = 9, außer H <sub>2</sub> -GT)					
Kritische Komponenten: <b>Gasgefeuerte Kraftwerke:</b> Bei Einsatz von wasserstoffreichen Gasen bzw. reinem Wasserstoff: Brennkammer, Brenner, Verdichter, Turbine <b>Kohlegefeuerte Kraftwerke:</b> Biomassezufuhr: Brennkammer, Brenner, Flexibilisierung: Dickwandige Hochtemperaturkomponenten, Schweißverbindungen, Kohlemühlen					
Entwicklungsziele					
<b>Gasgefeuerte Kraftwerke:</b> Effizienzsteigerung, Flexibilitätssteigerung, Verringerung der NO <sub>x</sub> -Emissionen, Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasen <b>Kohlegefeuerte Kraftwerke:</b> Flexibilitätssteigerung, Bauteilmonitoring, Maßnahmen zur Verminderung von Hg-Emissionen, Zufuhr von Biomasse, 700 °C-Kraftwerk (internationaler Fokus)					
Technologie-Entwicklung					
Marktpotenzial (installierte Leistung)	National (heute)	National (bis 2050) Min: <2 °C, Max: Ref	International (2013)	International (2050) Min: < 2°C, Max: Ref	
Kohlekraftwerke	49 GW <sub>netto</sub>	0 - 12 GW <sub>netto</sub> (kein Neubau)	1.850 GW	264 – 3.575 GW	
Gaskraftwerke	28 GW <sub>netto</sub>	3,9 - 35 GW <sub>netto</sub>	1.500 GW	1.861 – 3.341 GW	
Flexibilisierung	GuD		GT		Steinkohle-KW
	Bestand	Zukunft	Bestand	Zukunft	Bestand      Zukunft
Minimallast (% P <sub>n</sub> )	50	35-40	25-30	20	30-40      20
Lastgradienten (% P <sub>n</sub> /min)	2	8	8	15	1,5      6
Anfahrzeit Heißstart (h)	0,5-1,5	0,4	< 0,1		2-3      1-2
Anfahrzeit Kaltstart (h)	1,5-3,5	<1,4	< 0,1		10      6
Zukunft: Maximal mögliches Flexibilisierungspotenzial (Neuanlagen)					
F&E-Bedarf					
<b>Kohle- und Gaskraftwerke:</b> Flexibilitätssteigerung (höhere Lastgradienten, Absenkung der Mindestlast, Verbesserung von Teillastwirkungsgraden), optimierte Zustandsüberwachung, Ausschöpfen von Lebensdauerreserven, verbesserte Leittechnik, Stillstandkorrosionseffekte <b>Kohlekraftwerke:</b> Verfahren zur Hg-Rückhaltung, Materialien für Hochtemperaturkomponenten <b>Gaskraftwerke:</b> Effizienzverbesserung (neue Kühlkonzepte und Materialien), NO <sub>x</sub> -Reduzierung, Entwicklung von Komponenten für den Einsatz wasserstoffreicher Gase					



<b>B) Multikriterielle Bewertung</b>	
<b>Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Substitution von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke (spezifische CO<sub>2</sub>-Minderung ca. 54 %)</li> <li>- Erhöhung der Effizienz von Gaskraftwerken</li> <li>- Keine CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken</li> </ul>	
<b>Kosteneffizienz</b>	
Kohle- und Gaskraftwerke: Zusätzliche Maßnahmen zur Flexibilisierung oder zur Verbesserung von Umwelteigenschaften erfordern Mehrinvestitionen, die wahrscheinlich durch sonstige Kosteneinsparpotenziale nicht kompensiert werden können (Voraussetzung: Ausreichende Marktanreize)	
<b>Inländische Wertschöpfung</b>	
– Etwa 46 % (ca. 7,8 Mrd. €) des gesamten Auftragsvolumens im Jahr 2015 des deutschen Großanlagenbaus entfällt auf die Sparte Kraftwerkstechnik. Etwa 93 % davon entfällt auf den Export und 7 % auf das Inlandgeschäft.	
<b>Stand und Trends von F&amp;E im internationalen Vergleich</b>	
<p>F&amp;E-Portfolio anderer Länder (China, USA, Südkorea, Japan) ist deutlich breiter, wie z. B.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Effizienzverbesserung von Kohlekraftwerken („700 °C Kraftwerk“)</li> <li>- Kohlekombikraftwerke (IGCC sowie langfristig IGFC) mit CCS</li> <li>- CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung</li> </ul> <p>Nationale öffentliche F&amp;E-Ausgaben für Gas- und Kohlekraftwerke fallen im internationalen Ländervergleich niedrig aus.</p>	
<b>Gesellschaftliche Akzeptanz</b>	
<p><b>Kohlekraftwerke:</b> Sehr geringe sozialpolitische Akzeptanz, sehr unsicheres energie- und umweltpolitisches Umfeld, <b>Gaskraftwerke:</b> Derzeit keine Akzeptanzprobleme</p> <p>Generell: Notwendige Mehrinvestitionen für weitere Flexibilisierungsmaßnahmen werden durch ein derzeit unzureichendes Marktdesign nicht genügend honoriert (geringe Marktakzeptanz)</p>	
<b>Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit</b>	
– Aufgrund von hohen Investitionen ausgeprägte Pfadabhängigkeit (Übliche durchschnittliche Nutzungsdauern: 40-50 Jahre)	
<b>Abhängigkeit von Infrastrukturen</b>	
Netzanschluss, Kühlwasserbedarf, Kohletransport, Gaspipeline, Braunkohletagebau, Fernwärmenetze (im Fall von Heizkraftwerken).	
<b>Systemkompatibilität</b>	
Derzeit und mittelfristig (Transformationsphase) sehr hohe Systemkompatibilität durch Bereitstellung von sicherer, steuerbarer Leistung. Vielfältige Versorgungsaufgaben: Abdeckung positive Residuallast, Regelleistung, netzdienliche Aufgaben wie Spannungs- und Frequenzhaltung, Blindleistungsversorgung, Redispatch, Netzreserve, Fernwärmeversorgung etc.	

## 1 Beschreibung des Technologiefeldes

Das Technologiefeld umfasst fossil gefeuerte Großkraftwerke, wobei zwischen kohle-gefeuerten und gasgefeuerten Kraftwerken unterschieden wird. In einem ersten Schritt erfolgt für die Technologien eine kurze Beschreibung, die sowohl die heutige Bedeutung als auch den Stand der Technik beinhaltet. Auf einige Technologievarianten wird im Rahmen von Exkursen eingegangen. Daran anschließend wird für jede Technologiegruppe der Entwicklungsbedarf skizziert.

### 1.1 Kohlekraftwerke

Im Nachfolgenden wird schwerpunktmäßig auf die Technologien „stein- und braunkohlegefeuerte Kraftwerke“ eingegangen, die auf dem Prinzip der Kohleverbrennung basieren. Kohlekombikraftwerke sowie Polygeneration setzen auf die Kohlevergasung auf. Diese werden im Nachfolgenden in gesonderten Exkursen beschrieben.

Kohlekraftwerke leisten derzeit sowohl national als auch global einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung. Nach Angaben der IEA (IEA 2015) betrug im Jahr 2013 der Anteil kohlegefeuerter Kraftwerke an der globalen Stromerzeugung ca. 41 %, was einer Strommenge von 9.612 TWh entspricht. Die globale installierte Leistung lag im Jahr 2013 bei 1.851 GW. Etwa 45 % (826 GW) der weltweiten Kohlekraftwerkskapazität befindet sich in China. Die Anteile für die USA und die Europäische Union betragen 17,4 % (322 GW) bzw. 10 % (185 GW).

#### 1.1.1 Steinkohlekraftwerke

Die Kapazität der deutschen Steinkohlekraftwerke betrug im Jahr 2014 ca. 34,4 GW<sub>br</sub> (inkl. Mischfeuerungen) und erreichte einen Anteil an der gesamten installierten Bruttostromerzeugungskapazität von ca. 17 % (BMWi 2016a). Der Anteil an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei etwa 18,1 %. Nach Angaben des BDEW (BDEW 2016a) betrug die mittlere Vollastbenutzungsstundendauer im Jahr 2015 etwa 3.910 Stunden. Etwa 74 % aller steinkohlegefeuerten Blöcke sind Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK). Die Leistungsgrößen der in 2015 in Betrieb gegangenen Kraftwerkseinheiten bzw. -blöcke liegen zwischen 827 MW (Hamburg Moorburg, Block A) und 911 MW (Großkraftwerk Mannheim, Block 9). Derzeit steht die Fertigstellung der Kraftwerke Datteln (Block 4) mit einer Leistung von 1.052 MW und Hamm (Westfalen D) mit einer Leistung von 765 MW noch aus. Laut Bundesnetzagentur und BDEW (BDEW 2016b) befinden sich keine weiteren Steinkohlekraftwerke in Deutschland in der Planung oder in einem Genehmigungsverfahren.

#### Stand der Technik

Heutige moderne Steinkohlekraftwerke werden in einer blockspezifischen Leistungsklasse von mehr als 700 MW<sub>el</sub> gebaut. Wesentliche Entwicklungsziele der letzten Dekaden waren die Steigerung der Frischdampfparameter, die Absenkung des Kondensatordrucks (Optimierung des kalten Endes) sowie die Optimierung der regenerativen Speisewasservorwärmung und des Kesselwirkungsgrads. Alle Maßnahmen zielen auf eine kontinuierliche Wirkungsgradverbesserung ab. Daneben wurden erhebliche Anstrengungen unternommen, um Kosteneinsparpotenziale zu heben. Hierdurch konnten Mehrkosten, die durch die Steigerung der Wirkungsgrade entstanden, größ-

tenteils kompensiert werden. Neuanlagen, die in Deutschland in den letzten Jahren in Betrieb genommen wurden, besitzen Frischdampfparameter von 285 bar und 600° C<sup>1</sup> und erreichen Nettowirkungsgrade von über 46 % (Ehmann et al. 2015; Gade 2015). Sowohl Dampferzeugergröße als auch -technik wurden kontinuierlich weiterentwickelt. Heutige Anlagen sind mit Zwangsdurchlaufkesseln ausgestattet. Die Feuerung erfolgt in der Regel mit Tangentialbrennern. Alle Anlagen sind mit einer einfachen Zwischenüberhitzung ausgelegt. Auf eine doppelte Zwischenüberhitzung, die nochmals eine Wirkungsverbesserung von 1 bis 1,5 Prozentpunkten bedeuten würde, wurde bei den oben genannten Neuanlagen aufgrund der hohen Mehrinvestitionen verzichtet. Alle großen Kohlekraftwerke sind mit hocheffizienten Rauchgasreinigungssystemen ausgestattet. Der Ascheabzug erfolgt bis auf wenige Anlagen trocken. Für die Einhaltung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Grenzwerte werden Abgasreinigungssysteme eingesetzt, die seit Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) Anfang der 1980er Jahre kontinuierlich weiterentwickelt wurden. Die Reduzierung der Schwefeldioxidemissionen erfolgt in aller Regel mit kalkbasierten Wäschen, während für die Stickoxidreduktion neben feuerungstechnischen Primärmaßnahmen auch Sekundärmaßnahmen wie Selective-Catalytic-Reduction-Prozesse zum Einsatz kommen. Die gereinigten Rauchgase der Kraftwerke werden über den Kühlturm abgeführt. Hierbei handelt es sich in aller Regel um Naturzug-Kühltürme. Die in Deutschland in den letzten Jahren gebauten Steinkohlekraftwerke sind auch im weltweiten Vergleich als höchsteffizient einzuordnen und erfüllen hohe Umweltstandards.

### 1.1.2 Braunkohlekraftwerke

Die installierte braunkohlegefeuerte Kraftwerksleistung in Deutschland betrug im Jahr 2014 ca. 23 GW<sub>br</sub> und machte etwa 11,5 % der insgesamt installierten Kraftwerksleistung aus. Der Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei rund 23,8 % (BMWi 2016a). Nach Angaben des BDEW (BDEW 2016a) betrug die mittlere Vollastbenutzungsstundendauer im Jahr 2015 etwa 6.810 Stunden. In Deutschland sind 23 % aller braunkohlegefeuerten Anlagen als KWK-Anlagen konzipiert. Nach Angaben von Little (2015) sind 44 % der derzeit installierten Braunkohlekraftwerksleistung bzw. 27 von 61 Anlagen älter als 30 Jahre. Im Jahr 2012 gingen die Doppelblockanlage (F und G) in Neurath (2 x 1.050 MW) sowie der braunkohlegefeuerte Kraftwerksblock Boxberg Block R mit 675 MW in Betrieb. Nach Angaben des BDEW (Kraftwerksliste vom 12.05.2016) (BDEW 2016b) befinden sich derzeit zwei Kraftwerksblöcke (BoAPlus Niederaußem 1050 MW, Profen 660 MW) im Genehmigungsverfahren. Angesichts des derzeitigen stromwirtschaftlichen Umfelds ist der Bau dieser Anlagen mehr als ungewiss.

### Stand der Technik

Analog zur Steinkohlekraftwerkstechnik sind auch die Blockgrößen von Braunkohlekraftwerken im Laufe der Zeit sukzessive vergrößert worden. Heutige typische moderne Blockgrößen decken eine Leistungsbandbreite von 600 bis über 1.000 MW ab.

---

<sup>1</sup> Solche Dampfzustände werden im internationalen Sprachgebrauch auch häufig als „ultra-supercritical“ bezeichnet.

Die in jüngerer Zeit in Betrieb genommenen Kohleblöcke besitzen vergleichbare Dampfparameter wie moderne Steinkohlekraftwerke. So betragen die Dampfparameter der Doppelblockanlage Neurath 272 bar und 600 °C. Der Netto-Wirkungsgrad wird mit ca. 43 % angegeben. Neben den üblichen Maßnahmen der Effizienzsteigerung (z. B. Steigerung der Dampfparameter, Prozessoptimierung etc.) besteht eine weitere Möglichkeit darin, Trockenbraunkohle einzusetzen. Beim Trocknungsprozess wird latente Wärmeenergie zurückgewonnen, was wiederum die Effizienz erhöht. Allerdings befindet sich der Trocknungsprozess noch in der Entwicklungsphase, so dass auch die neusten Braunkohlekraftwerke nur über eine konventionelle Mühltrocknung verfügen. Verglichen mit Steinkohlekraftwerken liegen die Verbrennungstemperaturen niedriger, was die Bildung von thermischen Stickoxiden verringert. Die derzeitigen NO<sub>x</sub>-Grenzwerte lassen sich daher mit Primärmaßnahmen (z. B. gestufte unterstöchiometrische Verbrennung) einhalten, so dass Sekundärmaßnahmen (Abgasreinigung) nicht erforderlich sind. Wie bei den Steinkohlekraftwerken werden auch in Braunkohlekraftwerken Kalkwäschen zur Rückhaltung der Schwefeldioxidemissionen eingesetzt. Ebenso werden die gereinigten Rauchgase über den Kühlturm fortgeleitet, der in der Regel als Naturzugkühlturm konzipiert ist.

### 1.1.3 Exkurs: Kohlekombikraftwerke

Neben der direkten Verbrennung besteht eine weitere Option darin, Kohle zu vergasen. Dieses Gas wird wiederum in einem nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD- oder Kombi-Prozess) eingesetzt. Durch die Kombination mit einem GuD-Prozess profitiert das Gesamtkonzept auch von der Effizienzverbesserung dieses Prozesses. Aufgrund des hohen Wirkungsgradpotenzials wurde das Kohlekombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle) als besonders attraktiv angesehen. Seit vielen Jahren ist die Kohlevergasung sowie die Entwicklung von IGCC-Komponenten Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte. Die autotherme Kohlevergasung erfolgt bei hohen Temperaturen und Drücken, die in einer Bandbreite von 25 bis etwa 30 bar liegen. Das Synthesegas wird anschließend von Schadstoffen gereinigt und kann in einem Gas- und Dampfprozess genutzt werden. Vorteile des Verfahrens sind neben der hohen Effizienz die Nutzung eines breiten Brennstoffbandes sowie niedrige Emissionen. Das IGCC-Konzept bietet insbesondere Vorteile hinsichtlich einer möglichen CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Aufgrund des nach einer Shift-Konversion vorliegenden druckaufgeladenen Gases (H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>) bietet sich beim IGCC-Prozess der Einsatz von physikalischen Wäschen (Pre-combustion) an, wodurch die Wirkungsgradverluste gegenüber anderen CO<sub>2</sub>-Abscheideverfahren etwas geringer ausfallen<sup>2</sup>. Hierdurch ist das IGCC-Konzept sowohl national als auch international wieder stärker in den Fokus von Forschung und Entwicklung gerückt, was sich an der Anzahl der geplanten IGCC Kraftwerke mit CCS erkennen lässt.

### Stand der Technik

Bereits in den 70er Jahren wurden erste IGCC-Demonstrationsobjekte mit Wirkungsgraden bis zu 36 % und Leistungsgrößen bis zu 160 MW<sub>el</sub> realisiert. In den

---

<sup>2</sup>

Vgl. hierzu die Ausführungen zum *Technologiefeld 2.3: CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Lagerung (CCS)*

1990er Jahren wurden insgesamt fünf kohlebasierte IGCC-Projekte realisiert, die auch als Anlagentypen der zweiten Generation bezeichnet werden. Hiervon wurden drei Anlagen (Buggenum, Puertollano, Vresova) in Europa und zwei Anlagen in den USA (Tampa, Wabash) errichtet. Bis auf die Anlage Vresova (Festbettvergaser) nutzen alle anderen Anlagen sauerstoffgeblasene Flugstromverfahren. Die Leistung der Anlagen liegt in einer Bandbreite von 250 bis 351 MW und die Wirkungsgradbandbreite beträgt 40 bis 43 % (Wietschel et al. 2010). Im Jahr 2013 wurde die Anlage im niederländischen Buggenum außer Betrieb genommen. Die geplante Entwicklungsförderung durch den Bau eines neuen IGCC-Kraftwerks am Standort Eemshaven wurde nicht realisiert. Größere IGCC-Kraftwerke wurden in Deutschland von der RWE AG geplant und projektiert (Ende der 80er Jahre: KOBRA-IGCC, 2014: IGCC Hürth mit CCS), jedoch nicht realisiert. Als wesentliche Gründe sind zum einen die hohen Investitionen sowie zum anderen Akzeptanzprobleme (kohlegefeuerte Stromerzeugung und CCS) zu nennen.

In jüngerer Zeit wurden einige IGCC-Kraftwerke in den USA, China, Japan und Südkorea projektiert. Nachfolgend werden die Anlagen aufgelistet, die bereits in Betrieb genommen wurden bzw. kurz vor der Inbetriebnahme stehen (Stand 2016):

#### ■ Kemper County (USA)

Mit dem Bau der Anlage wurde 2010 begonnen. Die braunkohlebestückte Anlage besitzt eine Leistung von 524 MW<sub>el</sub> (Syngas) und nahm im Oktober 2016 mit zweijähriger Verspätung ihren Probetrieb (Betreiber: Mississippi Power) auf. Die Anlage ist mit einem KBR-Vergaser (TRIG<sup>TM</sup> - Wirbelschichtvergasungsverfahren) ausgerüstet. Die gasbasierte Stromerzeugung erfolgt mit Gasturbinen der Fa. Siemens (SGT6). Aus einem Teil des Rauchgases wird mit Hilfe einer Selexol®-Wäsche CO<sub>2</sub> (60 % der Gesamtemissionen) abgeschieden und über eine 60 Meilen lange Pipeline für die Ölförderung (EOR) genutzt (DOE 2016). Mit dem kommerziellen Betrieb soll in 2017 begonnen werden.

#### ■ Energy Edwardsport (USA)

Der kommerzielle Betriebsbeginn der Anlage erfolgte im Jahr 2013 (Baubeginn: 2010). Die Anlage, die über zwei GE-Vergasereinheiten verfügt, besitzt zwei Syngasturbinen (7FB) der Firma General Electric (GE) mit einer Leistung von jeweils 232 MW. Die Leistung der gekoppelten Dampfturbine beträgt 320 MW<sub>el</sub>. Eine Besonderheit ist die Abscheidung von Quecksilber mit Hilfe eines Adsorptionsverfahrens (DOE 2016).

#### ■ Taean (Südkorea)

Mit dem Bau der Anlage wurde 2011 begonnen, die Inbetriebnahme erfolgte im August 2016. Die Anlage ist mit einem Shell-Vergaser (Bau durch die Fa. Doosan) ausgestattet und verfügt über eine Leistung von 305 MW<sub>el</sub> und soll einen Wirkungsgrad von 42 % besitzen (Kim 2015). Die Syngasturbinen sind von der Firma GE vom Typ 7FB. Geplant sind zwei weitere IGCC-Projekte (Carpenter 2014). Längerfristig wird der Bau eines IGFC-Hybridkraftwerks angestrebt, indem ein IGCC-Prozess mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (eng. Fuel Cell = FC) gekoppelt werden soll.

### ■ Nakoso (Japan)

Die erste japanische Demonstrationsanlage besitzt eine Leistung von 250 MW<sub>el</sub> und ging im Jahr 2007 in Betrieb. Der kommerzielle Betrieb startete im Jahr 2013. Der zweistufige, luftgeblasene Flugstromvergaser von Mitsubishi Heavy Industries (MHI) wird mit Trockenkohle gespeist. Das Syngas wird in einer Gasturbine (130 MW) von Mitsubishi (701DA) zur Stromerzeugung eingesetzt. Als Netto-Anlagenwirkungsgrad werden 42 % genannt (Barnes 2013; Carpenter 2014; Meyer et al. 2014; Wietschel et al. 2010).

### ■ Osaki (Japan)

Das Osaki-CoolGen-Projekt besteht aus insgesamt 3 Phasen. In der ersten Phase wurde ein IGCC mit einem sauerstoffgeblasenen Vergaser gebaut. Die Anlage besitzt eine Leistung von 170 MW<sub>el</sub> und wird ihren Betrieb in 2017 aufnehmen. In einer zweiten Phase ist die Integration einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung vorgesehen. In einer dritten Phase soll die Anlage mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle gekoppelt werden und der Betrieb eines Hybridkraftwerks (IGFC) demonstriert werden. Das Projekt soll bis zum Jahr 2021 vollständig umgesetzt sein (Barnes 2013; Carpenter 2014).

### ■ Tianjin (China)

Im Rahmen der chinesischen GreenGen-F&E-Initiative wurde ein IGCC-Kraftwerk am Standort Tianjin mit einer Leistung von 250 MW<sub>el</sub> in Betrieb genommen. Die Anlage ist mit einem sauerstoffgeblasenen Flugstromvergaser (HCERI) ausgestattet, der in China entwickelt wurde. Vergaser gleicher Bauart werden auch in verschiedenen chinesischen Polygeneration-Anlagen eingesetzt. In einer zweiten Phase, die in 2017 anluft, wird eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung integriert, mit der ein kleiner Teil des CO<sub>2</sub> abgeschieden werden soll, der wiederum für industrielle Zwecke eingesetzt werden soll. In einer dritten Phase ist die Erweiterung mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle geplant, und es soll der Betrieb eines IGFC-Kraftwerks demonstriert werden. Darüber hinaus ist der Bau von zwei weiteren IGCC-Einheiten mit einer Leistung von jeweils 400 MW<sub>el</sub> geplant (Carpenter 2014; DOE 2016).

In einem Bericht des IEA Clean Coal Center (Barnes 2013) werden die bisherigen Erfahrungen zusammengefasst, die mit dem Betrieb der wichtigsten großen IGCC-Anlagen weltweit gemacht wurden. Es wird festgestellt, dass seit den 90er Jahren eine Vielzahl von Vergasungstypen, Komponenten etc. eingesetzt und getestet wurden und hierfür einschlagige Erfahrungen vorliegen. Gleichzeitig wird aber auch konstatiert, dass es sich im Gegensatz zu verbrennungsbasierten Stromerzeugungstechniken um Anlagen handelt, die einen deutlich höheren Komplexitätsgrad und somit eine erhöhte Störanfälligkeit aufweisen. Zwar lässt sich bei vielen Projekten ablesen, dass die Verfügbarkeit im Laufe der Betriebsdauer deutlich erhöht werden konnte, allerdings stellt sie nach Ansicht der Autoren nach wie vor ein zentrales Problem dar und ist ein wesentliches Hemmnis für mögliche Investoren. Als ein weiteres zentrales Hemmnis werden die hohen spezifischen Investitionen im Vergleich mit konventionellen Verbrennungskraftwerken gesehen. Die Autoren des Erfahrungsberichts schätzen, dass die Investitionen für ein IGCC-Kraftwerk gegenüber einem konventionellen Kohlekraftwerk um 15-20 % höher liegen. Bei einigen der in jüngerer Zeit gebauten Kraftwerke (z. B. IGCC Kemper) wurden die Bauzeiten sowie die kalkulierten

Kosten deutlich überschritten. Vor diesem Hintergrund wird darauf hingewiesen, dass für das Engineering, die Auftragsvergabe etc. höhere Risikoaufschläge zu kalkulieren sind, so dass die Mehrkosten noch deutlich höher ausfallen können. Unternehmen, die sich entscheiden, zukünftig IGCC-Anlagen zu errichten, werden von den Autoren aus innovationsökonomischer Perspektive als „first mover“ gesehen, die ein erhebliches Investitionsrisiko eingehen, dafür aber evtl. längerfristig Wettbewerbsvorteile besitzen könnten. Daher wird die Forderung an die politischen Entscheidungsträger erhoben, das Investitionsrisiko bzw. die anfänglich bestehenden Kostennachteile durch entsprechende Maßnahmen und Instrumente (z. B. Subventionen) zu kompensieren.

Zusammenfassend ist darauf hinzuweisen, dass fast alle neueren IGCC-Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgerüstet sind bzw. diese in Folgephasen implementiert werden sollen. Längerfristig wird insbesondere in China, Japan und Südkorea die Kombination mit stationären Brennstoffzellen (Hybridkraftwerke) als eine mögliche Zukunftsoption gesehen. Eine wesentliche Motivation für den Bau von IGCC-Kraftwerken ist die Möglichkeit, ein breites Brennstoffband (also auch minderwertige Kohle) nutzen zu können. Dies eröffnet einigen Ländern (z. B. China), eigene Kohlevorkommen zu nutzen und Importabhängigkeiten zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund ist auch der Bau von Polygeneration-Anlagen zu sehen, in denen auch die Erzeugung chemischer Produkte (z. B. Kraftstoffe, Ammoniak, Methanol etc.) möglich ist und erdöl- bzw. erdgasbasierte Energieträger substituiert werden können.

Die angestrebten Wirkungsgrade der aktuell gebauten IGCC-Kraftwerke liegen bei etwa 42 %. Ein Effizienzvergleich mit heutiger konventioneller Kraftwerkstechnik verdeutlicht, dass die aktuell gebauten IGCC-Kraftwerke keinen Effizienzvorteil besitzen. Grundsätzlich weisen IGCC-Kraftwerke noch ein sehr hohes Effizienzpotenzial auf (z. B. durch optimierte Vergasungsprozesse, Steigerung der Wirkungsgrade von Gas- und Dampfturbinen, Kombination mit Brennstoffzellen). Allerdings ist davon auszugehen, dass dieses nur langfristig erschlossen werden kann und hierfür noch erhebliche F&E-Aktivitäten (z. B. Wasserstoffgasturbine, Hochtemperaturbrennstoffzelle etc.) notwendig sind. Der Einsatz einer „neuen“ Technik ist immer im Vergleich mit den bestehenden Konkurrenztechniken zu sehen. Vor diesem Hintergrund ist darauf hinzuweisen, dass auch konventionelle Kohlekraftwerke noch ein erhebliches Effizienzpotenzial besitzen (z. B. 700 °C Kraftwerk mit realisierbaren Nettowirkungsgraden von 50 %), das in der Vergangenheit deutlich unterschätzt wurde (Rennings et al. 2013; Wietschel et al. 2010).

#### 1.1.4 Exkurs: Stoffliche Kohlenutzung und Polygeneration

Nach Meyer et al. (2014) betrug der Einsatz fossiler und nachwachsender Kohlenstoffträger für die *organische Basischemie* in Deutschland im Jahr 2011 ca. 21,5 Mio. t. Etwa 88 % davon sind fossil basierte Rohstoffe. Mit etwa 15,2 Mio. t (ca. 15 % des gesamten Erdölverbrauchs) machen Erdölderivate den größten Anteil aus, gefolgt von Erdgas (3,2 Mio. t) und Kohle (0,4 Mio. t). Die Menge kohlenstoffbasierter, nachwachsender Rohstoffe betrug ca. 2,7 Mio. t. Geleitet von der Motivation, die Importabhängigkeit von Erdgas und Erdöl zukünftig deutlich senken zu wollen, wird aktuell der Einsatz von heimischer Braunkohle zur Herstellung von Kraftstoffen und Chemikalien auch in Deutschland diskutiert (Elsen et al. 2015). Nach einer Potenzi-

alabschätzung von Meyer et al. (2014) ließe sich alleine der Kohlenstoffbedarf der organischen chemischen Industrie mit einem Viertel der gegenwärtigen deutschen Braunkohleförderung decken. In diesem Zusammenhang ist auch auf den Bericht der Enquete-Kommission des Landes NRW (Zur Zukunft der chemischen Industrie in NRW im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren) hinzuweisen, der im Jahr 2015 veröffentlicht wurde und sich sehr detailliert mit der stofflichen Kohlenutzung auseinandersetzt (Landtag NRW Enquete-Kommission 2015). Eine wesentliche Grundlage ist ein von der Enquete-Kommission in Auftrag gegebenes Gutachten (Meyer et al. 2014), das von der Technischen Universität Bergakademie Freiberg zu diesem Thema angefertigt wurde. In diesem Gutachten werden die verschiedenen Veredlungsoptionen dargestellt, der Stand der Technik dokumentiert und verschiedene Veredlungsmöglichkeiten bewertet. Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf dem Abschlussbericht der Enquete-Kommission sowie auf dem Gutachten der TU Bergakademie Freiberg.

### **Stand der Technik**

Basisvarianten für die Nutzung von (Braun-) Kohle zur Herstellung von Basis-Chemiegrundstoffen und -produkten sowie Kraftstoffen sind die direkte und indirekte Kohleverflüssigung. Während die direkte Kohleverflüssigung (Bergius-Pier-Verfahren) auf den Einsatz von Kohlen mit einem niedrigen Inkohlungsgrad beschränkt ist, ist das Anwendungsspektrum der indirekten Kohleverflüssigung deutlich breiter und ermöglicht z. B. auch die Verwendung von Steinkohlen. Zudem handelt es sich bei der direkten Hydrierung um ein hochkomplexes Verfahren mit anspruchsvollen Prozessbedingungen. Weltweit wird derzeit nur eine einzige Demonstrationsanlage (Sumpffphasehydrierung) mit direkter Kohleverflüssigung (Standort Odos in China, Auslegungskapazität: 1 Mio. t/a Kraftstoff) betrieben.

Hingegen haben sich Verfahren der indirekten Kohleverflüssigung durchgesetzt, bei denen die Kohle zu Synthesegas umgesetzt wird. Mit einer nachgelagerten Fischer-Tropsch-Synthese lassen sich unterschiedlichste Kraftstoffe erzeugen. Größere Anlagen werden zurzeit in Südafrika (Sasol) sowie in China betrieben.

Eine weitere Option der Synthesegasnutzung ist die nachgelagerte Methanolsynthese, mit der eine Synthetisierung von Olefinen, Aromaten etc. möglich ist. Der eingesetzte Vergasertyp hängt maßgeblich von der Art des Einsatzbrennstoffes bzw. der Kohle ab. In aller Regel handelt es sich bei neuen Anlagen um Flugstromvergaser.

Alle Komponenten der indirekten Kohlevergasung sind kommerziell verfügbar. Die derzeitigen regionalen Schwerpunkte der Kohlevergasung sind China, Südafrika, Südostasien und die USA. Hinsichtlich der möglichen Syntheserouten ist auf das besondere Engagement Chinas hinzuweisen. So werden derzeit in China sämtliche Prozessketten demonstriert und kommerziell betrieben. Dies umfasst sowohl die Fischer-Tropsch-Synthese, methanolbasierte Synthesen sowie die methanolbasierte Produktion höherwertiger Chemikalien (z. B. Olefine). Nach Meyer et al. (2014) ist die Herstellung von Kohlechemie-Produkten durch einen hohen prozess- und anlagentechnischen Aufwand charakterisiert, der durch aufwändige Neben- und Infrastrukturanlagen noch vergrößert wird und einen erheblichen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Verfahren hat. So lässt sich nach An-



sicht der Autoren die Konkurrenzfähigkeit zu erdgasbasierten Synthesegasprodukten nur erhöhen, wenn eine bereits vorhandene Infrastruktur eines Kraftwerks- und Chemiestandortes mitgenutzt werden kann, wodurch ein Kostenpotenzial gehoben werden kann. Ob ein Verfahren zum Einsatz kommt und konkurrenzfähig ist, hängt nicht zuletzt maßgeblich von den Preisen der eingesetzten Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) sowie von den am Weltmarkt zu erzielenden Produktpreisen ab.

Das Gutachten der NRW Enquete Kommission (Landtag NRW Enquete-Kommission 2015) stellt fest, dass im Vergleich zu den aktuellen Rohstoffbasen Erdöl, Erdgas und nachwachsenden Stoffen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei einer stofflichen Nutzung der Kohle mindestens doppelt so hoch sind.

Unter *Polygeneration* werden die gleichzeitige Produktion von Strom sowie die Erzeugung von Syntheseprodukten verstanden. Dabei wird nicht das gesamte, sondern nur ein Teil des Synthesegases in einem Kombikraftwerk zur Stromerzeugung genutzt. Vorteile bestehen nach Meyer et al. (2014) in einer erhöhten Betriebs- und Marktflexibilität. Gegenüber konventioneller Stromerzeugung bieten Polygeneration-Anlagen auch hinsichtlich CO<sub>2</sub>-Emissionen einen Vorteil, da das CO<sub>2</sub> des nicht verstromten Synthesegases nicht direkt emittiert, sondern in Produkten gebunden wird<sup>3</sup>. Inwieweit der erzeugte Strom kostengünstiger gegenüber einer konventionellen fossilen Stromerzeugung ist, hängt maßgeblich von den Syntheseproduktkosten bzw. den am Markt zu erzielenden Preisen ab. Derzeit lässt sich die Wirtschaftlichkeit eines Polygeneration-Kraftwerks nicht darstellen. Wie bereits beim IGCC sind die hohen Investitionen ein wesentliches Hemmnis. Mögliche Kosteneinsparpotenziale werden bei der Vergaserinsel und der Gasaufbereitung gesehen. Derzeit gibt es weltweit keine Polygenerationanlage. Hinzuweisen ist auf das chinesische IGCC-GreenGen-Projekt, das in einer zweiten Phase zu einer Polygeneration-Anlage ausgebaut werden soll. Ein weiteres Polygeneration-Projekt ist das Texas Clean Energy Project, das den Bau einer Anlage zur Ammoniak- und Harnstoffsynthese vorsieht, bei gleichzeitiger Auskopplung von Strom. Ein Teil des entstehenden CO<sub>2</sub> soll abgeschieden und für EOR genutzt werden. Die Anlage, die in Penwell (Texas) errichtet werden soll, wurde mit Hilfe eines chinesischen Unternehmens (China Huanqui Contracting & Engineering Corporation (HQC)) konzipiert.

Nach Meyer et al. (2014) ist der Bau von Polygeneration-Anlagen in Deutschland derzeit aufgrund der hohen Investitionskosten und daraus resultierenden hohen Stromgestehungskosten sehr unwahrscheinlich. Dies gilt insbesondere für sogenannte Stand-alone-Anlagen. Ein mögliches Kostenreduktionspotenzial wird in der Nutzung bestehender Infrastrukturen von Chemie- und Kraftwerksstandorten gesehen. Für eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bietet sich nach Meyer et al. (2014) darüber hinaus die Einbindung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff, die Mitnutzung von Biomasse und biogenen Sekundärrohstoffen an.

---

<sup>3</sup> Je nach Produkt kann es sich dabei um eine kurz-, mittel- oder langfristige Bindung (Tage bis Jahre) von CO<sub>2</sub> handeln.

## 1.2 Entwicklungsbedarf für kohlegefeuerte Kraftwerke

Bevor auf den aus heutiger Sicht erforderlichen Entwicklungsbedarf im Detail eingegangen wird, erfolgt ein Vergleich mit dem Entwicklungsbedarf, der im Rahmen der Vorläuferstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ (Wietschel et al. 2010) seinerzeit gesehen wurde. In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass sich die seinerzeit geltenden Randbedingungen (insbesondere für Deutschland) grundlegend verändert haben. Diese lassen einige der damaligen vorgeschlagenen Entwicklungsmaßnahmen in einem anderen Licht erscheinen. So wurde der Ausbau erneuerbarer Energien in seiner Dynamik und Ausprägung deutlich konservativer eingeschätzt. Diese Änderungen bewirkten eine Veränderung der Rolle fossil gefeuerter Kraftwerke im Kontext des Strommarktes. Während seinerzeit davon ausgegangen wurde, dass kohlegefeuerte Kraftwerke auch zukünftig zur klassischen Grund- und Mittellastversorgung eingesetzt werden, rückt heute der Aspekt der Flexibilisierung (z. B. höhere Lastrampen, zunehmende Anzahl von Lastwechseln) immer mehr in den Vordergrund. In diesem Zusammenhang verliert das seinerzeit favorisierte 700 °C-Kraftwerk insbesondere aus technischen Gründen (fehlende Flexibilität) zumindest für die zukünftige Stromversorgung Deutschlands an Bedeutung. Während seinerzeit die Effizienzsteigerung höchste F&E-Priorität besaß, steht heute vornehmlich die Verbesserung von Flexibilitätseigenschaften im Fokus. Aufgrund von mangelnder Akzeptanz, den fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowie hohen Investitionskosten sind der zukünftige Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) sowie insbesondere die Implementierung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungstechniken in kohlegefeuerten Kraftwerken unwahrscheinlich. Dies führt wiederum dazu, dass die Chance eines Einsatzes von Kohlekombikraftwerken in Deutschland sehr gering sein dürfte.

Allerdings ist auch festzustellen, dass ein Großteil des seinerzeit aufgezeigten Entwicklungsbedarfs nach wie vor aktuell ist. Beispielhaft zu nennen sind hier die Effizienzsteigerung und Verbesserung von Dampfturbinen. Darüber hinaus können die im Rahmen des 700 °C-Kraftwerks gewonnenen Erkenntnisse dazu genutzt werden, die Flexibilitätseigenschaften von Hochtemperaturkomponenten zu verbessern. In diesem Zusammenhang ist die Entwicklung von neuen Füge- und Schweißtechniken, die Materialqualifizierung, die Verbesserung des Verständnisses von Mikrostrukturen und Langzeitstabilität sowie von bruchmechanischen Eigenschaften zu nennen. Insbesondere ist auch auf die Verbesserung von Lebensdauervorhersagen hinzuweisen, die im Kontext der neuen, flexibleren Versorgungsrolle von Kohlekraftwerken noch zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Auch zukünftig wird die Materialforschung auf dem Gebiet der kohlegefeuerten Kraftwerke eine Schlüsselrolle einnehmen.

Durch die in Deutschland eingeleitete Energiewende zeichnet sich ab, dass in Deutschland zukünftig keine neuen Kohlekraftwerke mehr gebaut werden. Im aktuellen Klimaplan (BMU 2016) der Bundesregierung wird allerdings darauf hingewiesen, dass bestehende effiziente Kohlekraftwerke im Rahmen des Transformationsprozesses eine wichtige Brückentechnologie darstellen. Daher fokussiert sich der Entwicklungsbedarf aus nationaler Sicht auf den Kraftwerksbestand und dessen Erhaltung.

Nach Angaben des VDMA (VDMA 2016) betrug das Auftragsvolumen von Erdgas- und Kohlekraftwerken im Jahr 2015 ca. 8,4 Mrd. €, was einem Anteil von 46 % des gesamten Auftragseingangs im Großanlagenbau entspricht. Die Kraftwerksindustrie besitzt somit eine große Bedeutung für den Großanlagenbau. Von diesem Auftragsvolumen entfielen gut 7 %<sup>4</sup> (ca. 600 Mio. €) auf das Inlandsgeschäft und 93 % auf den Export. Dies bedeutet, dass der Fokus der Herstellerindustrie in erster Linie auf dem Exportgeschäft liegt, das auch den Neubau von Kraftwerken und Komponenten beinhaltet. Da die in Deutschland durch die Energiewende bedingten Randbedingungen nicht auf andere Länder und Märkte übertragen werden können, resultiert aus internationaler Sicht ein Entwicklungsbedarf, der sich von dem auf Deutschland fokussierten Bedarf unterscheidet.

Im Nachfolgenden wird der Entwicklungsbedarf (national und international) kurz skizziert. In Kapitel 4 erfolgt eine Bewertung der Maßnahmenkategorien hinsichtlich der Relevanz für den nationalen und den internationalen Markt. Der im Nachfolgenden skizzierte Entwicklungsbedarf wird in die Kategorien Flexibilität, Effizienz/Klima, Umwelt sowie neue Technologien gegliedert.

#### ■ Flexibilität

Durch die Zunahme des Umfangs sowie der Volatilität erneuerbarer Stromerzeugung hat sich die Betriebsweise thermischer Kraftwerke in Deutschland stark verändert. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend fortsetzen wird. So wird erwartet (VDE 2012), dass die Lastrampen in Deutschland bei stark steigenden PV- und Windkraftanteilen im Extremfall 15 GW/h betragen können. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass Stillstandzeiten und die Häufigkeit der Lastwechsel deutlich zunehmen werden (Markewitz et al. 2015b). Dies wiederum stellt zukünftig hohe Flexibilitätsanforderungen an thermische Kraftwerke. So wird der nationale Fokus zukünftiger F&E-Aktivitäten auf der Reduktion der Anfahrzeiten, der Absenkung der Minimallast (z. B. Einmühlenbetrieb, Plasmabrenner), der Verbesserung der Lastgradienten sowie der Verbesserung der Teillastwirkungsgrade liegen. Der Einsatz von Plasmabrennern hätte zudem den Vorteil, dass ein Öleinsatz für den Anfahrvorgang nicht mehr notwendig wäre, was die Betriebskosten reduzieren würde. Tab. 1-1 beinhaltet sowohl die Flexibilisierungseigenschaften heutiger Kraftwerke als auch das Verbesserungspotenzial. Da in Deutschland derzeit mit dem Bau neuer Kohlekraftwerke nicht zu rechnen ist, gilt es, die Flexibilitätseigenschaften von Bestandskraftwerken zu verbessern. In Tab. 4-1 ist eine Vielzahl von F&E-Maßnahmen aufgelistet, die unter der Kategorie Flexibilisierung zu verstehen sind. Hierzu zählen nicht nur Primäreigenschaften wie z. B. die Verkürzung von An- und Abfahrzeiten oder die Absenkung der Mindestlast. Durch die veränderten Randbedingungen ist auch davon auszugehen, dass Kraftwerke auch über längere Zeiträume nicht betrieben werden. Vor diesem Hintergrund sind beispielsweise auch Stillstandkorrosionseffekte in den Fokus zu nehmen. Da im Rahmen des Energiewende-Transformationsprozesses die Nutzungsdauer insbesondere von jüngeren Kohlekraftwerken niedriger sein dürfte als geplant, besteht zum Beispiel die Möglichkeit, Auslegungsgrenzen auszuschöpfen, was allerdings nur mit einer verbesserten Zustandserfassung möglich ist. Dies wieder-

4

Das Inlandsgeschäft erreicht damit ein historisches Tief.

rum setzt die Entwicklung von neuen Methoden für eine optimale Lebensdauervorhersage auf Komponentenebene wie beispielsweise eine Ausweitung der Messtechnik voraus.

**Tab. 1-1 Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken**

	Einheit	Braunkohle-Staubfeuerung			Steinkohle-Staubfeuerung		
		Heute		Flexibilisierungspotenzial <sup>1)</sup>	Heute		Flexibilisierungspotenzial <sup>1)</sup>
		Bestand	Neuanlage		Bestand	Neuanlage	
Typische Größenklassen	MW	150 - 900	1.100		100-860 <sup>9)</sup>	1.000	
Nenn-Wirkungsgrad	%	30 - 43	43,5		33-45	46	
Abnahme bei Teillast <sup>2)</sup>	%-Punkte	bis 6 <sup>8)</sup>	k. A.		bis 6 %	bis 6 %	
Minimallast <sup>4),10)</sup>	%P <sub>n</sub>	60	50	25 <sup>3)</sup> - 40	30 - 40	25	20 <sup>5)7)</sup>
Lastgradient	%P <sub>n</sub> /min	1	3	4-5	1,5	3 - 4	6
		Im Lastbereich 50 – 90 %P <sub>n</sub>			Im Lastbereich 40 – 90 %P <sub>n</sub>		
Anfahrzeit Heißstart (< 8 h) <sup>6)</sup>	h	6	4	2	2-3	1,5-2,5	1 - 2
Anfahrzeit Kaltstart (>48 h)	h	10	5	4	10	8	6

Anmerkungen:

k. A.: Es liegen keine Angaben vor

<sup>1)</sup> Zielvorstellungen bzw. Optimierungspotenzial

<sup>2)</sup> Höchstwert: Teillastwirkungsgrade bei Mindestlast (vgl. Jeschke et al. 2012)

<sup>3)</sup> mit BoAPlus-Design theoretisch möglich

<sup>4)</sup> Einblockanlagen, Duo-Blockanlagen ermöglichen kleinere Minimallasten einer Gesamtanlage

<sup>5)</sup> Direkte Feuerung, gilt auch für Bestandsanlagen

<sup>6)</sup> In einigen Publikationen wird der Heißstart differenziert. Für einen Heißstart nach 2 h werden für Steinkohlekraftwerke Anfahrzeiten von 1,5 Stunden genannt (vgl. Trautmann et al. 2007).

<sup>7)</sup> Indirekte Feuerung < 10 % (vgl. Jeschke et al. 2012)

<sup>8)</sup> Bereich 70 – 90 % P<sub>n</sub> : 1 bis 2 % vgl. (Haase 2012)

<sup>9)</sup> Es existiert auch eine Vielzahl von Blöcken, deren Kapazität deutlich unter 100 MW liegt.

<sup>10)</sup> Wird häufig auch als Parklast bezeichnet.

Quelle: Frohne (2011); Görner und Sauer (2016); Hille (2012); Jeschke et al. (2012); Lüdke (2012); Trautmann et al. (2007); VDE (2012)

## ■ Effizienz/Klima

Die durch die Energiewende gesetzten Rahmenbedingungen werden zu einer vermehrten Teillastfahrweise von konventionellen Kraftwerken führen. In diesem Kontext ist eine Verbesserung der Teillastwirkungsgrade anzustreben (siehe hierzu Markewitz et al. 2015b). Für die Entwicklung und den Bau neuer Kraftwerke sind die Möglichkeiten der Effizienzverbesserung zu ergreifen, wie sie in der Vorläuferstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ ausführlich beschrieben wurden. Hier geht es im Wesentlichen darum, die Frischdampfzustände (z. B. 700 °C-Kraftwerke) deutlich zu steigern, um Wirkungsgrade von etwa 50 % zu erreichen. Hinsichtlich der Klimarelevanz ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Kraftwerken eine wichtige mögliche Option. Angesichts des großen weltweiten kohlegefeuerten Kraftwerksbestandes ist die Nachrüstung von bestehenden Kraftwerken mit einem CO<sub>2</sub>-Abscheideverfahren von besonderer Bedeutung. Ein Beitrag zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen könnte die Ausweitung des Brennstoffportfolios sein. Hierzu zählt die Zufeuerung von Biomasse bzw. bei kleineren Kraftwerkseinheiten die komplette Umstellung auf einen Biomasseeinsatz. Derartige Maßnahmen erfordern jedoch eine fundierte Biomassecharakterisierung. Als weitere F&E-Maßnahmen sind Auswirkungen auf den Aschegehalt hinsichtlich Weiterverwendung, möglicher Korrosionsprobleme an den Überhitzerrohren aufgrund chlorhaltiger Rauchgasbestandteile sowie eine mögliche DENOX-Deaktivierung<sup>5</sup> zu untersuchen. Darüber hinaus gilt es, geeignete Multifuel-Brenner zu entwickeln.

## ■ Umwelt

Auf der Basis der EU-Industrieemissions-Richtlinie (IED) und den Definitionen der jeweils besten verfügbaren Technologien (BVT) wurden die Grenzwerte der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) angepasst. Grenzwerte werden für die drei Anlagenklassen Altanlagen (vor 2002/2003 errichtet), bestehende Anlagen (vor 2014 errichtet) und Neuanlagen angegeben. Ausgangspunkt sind die im Rahmen der IED definierten Technologieblätter, in denen der Stand der Technik festgelegt wird und die als EU Mindeststandards zu verstehen sind. Die dort angegebenen Bandbreiten dienen den nationalen Gesetzgebern der EU-Staaten als Orientierungshilfe bei der Festlegung der nationalen Grenzwerte. Dem Deutschen Bundestag (2016) zufolge werden derzeit die BVT-Merkblätter und damit die Beschreibung der BVT-Techniken überarbeitet. Die BVT-Schlussfolgerungen werden dann für den nationalen Anpassungsprozess bzw. der Novellierung der 13. BImSchV genutzt. Im Vorfeld dieses Prozesses wurden bereits im politischen Raum aktuell Forderungen (Deutscher Bundestag 2016) erhoben, einige bestehende Grenzwerte (NO<sub>x</sub>-Grenzwerte für Braunkohlekraftwerke) abzusenken. In der Diskussion (VDMA 2016) ist eine Absenkung von Grenzwerten auf 10 bis 130 mg/Nm<sup>3</sup> (SO<sub>2</sub>) bzw. 85 bis 165 mg/Nm<sup>3</sup> (NO<sub>x</sub>) für kohlegefeuerte Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 300 MW. Es ist davon auszugehen, dass die Vorgabe deutlich niedrigerer Werte eine Nachrüstung mit NO<sub>x</sub>-Sekundärmaßnahmen von Braunkohlekraftwerken sowie zusätzliche technische Modifizierungsmaßnahmen bei den derzeit bestehenden Entschwefelungsanlagen und

---

<sup>5</sup> Chlorhaltige Rauchgasbestandteile können zur einer Deaktivierung der eingesetzten Katalysatoren führen.

einen entsprechenden Entwicklungsbedarf erfordern. Gleiches gilt für die Vorgabe von Grenzwerten für Quecksilberemissionen, die im Zuge der Novellierung deutlich herabgesetzt werden sollen.

Gemäß 13. BImSchV liegt der Quecksilbergrenzwert für Kohlekraftwerke bei  $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$  (Tagesmittelwert) bzw. für Neuanlagen und Altanlagen (ab 2019) bei  $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$  (Jahresmittelwert). Motiviert durch die Diskussion um Quecksilberemissionen bzw. die gesetzten Hg-Emissionsgrenzwerte in den USA beabsichtigt die Europäische Union, Grenzwerte für Quecksilber EU-weit vorzugeben. So werden auf der Basis des derzeitigen „Document of Best available Techniques for large combustion power plants“ (BAT) Grenzwerte (Steinkohlekraftwerke:  $<1-4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , Braunkohlekraftwerke:  $1-7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ) genannt, die dem Stand der Technik entsprechen. Zum Vergleich: Nach Kather und Klostermann (2015) liegen die umgerechneten, vergleichbaren US-Grenzwerte bei  $2,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$  (Steinkohle) und  $5,4 \mu\text{g}/\text{m}^3$  (Braunkohle), wobei es sich um Mittelwerte (30 Tage) handelt. Unterstellt wurden bei der Umrechnung Kohlekraftwerke, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen. Nach Beckers et al. (2009) wurde vom Umweltbundesamt im Jahr 2009 eine Auswertung hinsichtlich Quecksilberemissionen von deutschen Kohlekraftwerken vorgenommen. Danach liegen die mittleren Betriebswerte von nur wenigen Anlagen oberhalb von  $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Von 20 untersuchten Standorten mit Steinkohlekraftwerken lag die Hälfte im Bereich unter  $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$  im Jahresmittel, die übrigen zwischen 3 und  $12 \mu\text{g}/\text{m}^3$  mit Schwerpunkt im unteren Intervallbereich. Für die 14 Standorte mit Braunkohlekraftwerken ergaben sich etwas höhere Jahresmittelwerte im Bereich zwischen 3 und  $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Auch VGB (2016) nennt für einige ausgewählte Anlagen vergleichbare Werte.

Eine Herausforderung besteht darin, dass ab dem Jahr 2019 auch Altanlagen den derzeitigen Grenzwert von  $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$  (Jahresmittelwert) einzuhalten haben. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass im Rahmen der EU-Gesetzgebung niedrigere Grenzwerte (BAT) vorgeschlagen werden. Unklar ist derzeit, welche Grenzwerte in nationales Recht überführt werden. Vor diesem Hintergrund besteht jedoch die Notwendigkeit, Möglichkeiten einer möglichen Quecksilberabscheidung stärker in den Blick zu nehmen. Aufgrund des brennstoffbedingten höheren Quecksilbergehaltes stehen braunkohlegefeuerte Kraftwerke in einem besonderen Fokus. In diesem Zusammenhang ist auch auf das Positionspapier der VGB-Arbeitsgruppe  $\text{Hg}^{\text{Cap}}$  (März 2016) hinzuweisen, das sich mit den Grenzwerten und möglichen Abscheideverfahren beschäftigt (VGB 2016).

Neben den üblichen Möglichkeiten (siehe Sloss 2015) wie Effizienzsteigerung, Brennstoffwechsel oder Rückhaltung durch  $\text{SO}_x$ - und  $\text{NO}_x$ -Rauchgasreinigungsverfahren existieren eine Reihe weiterer Optionen, Quecksilberemissionen aus kohlegefeuerten Kraftwerken zu reduzieren. Folgende Möglichkeiten werden derzeit diskutiert (vgl. VGB 2016) oder befinden sich teilweise in der Erprobungsphase:

- Zugabe von Bromid bzw. Bromidsalz zum Brennstoff bzw. bromider Aktivkohle zur Aufoxidierung von Hg
- Zugabe von Additiven bzw. Sorbentien in bestehenden Rauchgasreinigungssystemen (Staubabscheidung, Rauchgasentschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen)

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass eine Verbesserung von Messverfahren notwendig ist, da nach Kather und Klostermann (2015) die Messungenauigkeiten heutiger Verfahren in einem Bereich von 0,5 bis 1,5  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  und somit nahe an den eigentlichen Grenzwerten liegen.

#### ■ Neue Technologien (Kohlekombikraftwerke)

Unter neuen Technologien wird die Erweiterung um prinzipielle Techniklinien verstanden. Hierzu zählen Kohlekombikraftwerke (z. B. IGCC oder auch IGFC). Neue visionäre Techniklinien wie z. B. Mehrfachdampfprozesse werden nicht aufgeführt, da sie derzeit weltweit nicht zum Forschungsportfolio gehören und eine Entwicklung äußerst unwahrscheinlich ist (vgl. hierzu auch Markewitz et al. 2015b).

### 1.3 Gasgefeuerte Kraftwerke

Die weltweit installierte Leistung gasgefeuerter Kraftwerke betrug im Jahr 2013 etwa 1.500 GW, was einem Anteil an der gesamten installierten Kraftwerksleistung von 25,5 % entspricht (IEA 2015). Der Anteil gasgefeuerter Kraftwerke an der gesamten weltweiten Stromerzeugung betrug im Jahr 2013 knapp 22 %. Im weltweiten Vergleich sind etwa 30 % (448 GW) aller Gaskraftwerke in den USA installiert. Die Anteile betragen für die EU 14,2 % (214 GW), Russland 7,7 % (115 GW) und Japan 5,3 % (79 GW).

Die installierte Kapazität von Gaskraftwerken in Deutschland betrug nach Angaben des BMWi (BMWi 2016a) im Jahr 2014 ca. 26,9 GW, was einem Anteil an der gesamten deutschen Bruttokraftwerksleistung von 13,3 % entspricht. Die Bruttostromerzeugung belief sich im Jahr 2015 auf rund 59,6 TWh (ca. 9,1 % an der gesamten Erzeugung). Die Volllastbenutzungsstundendauer betrug nach Angaben des BDEW (BDEW 2016a) im Jahr 2015 etwa 2.030 Stunden. Gemäß der Kraftwerksliste des BDEW (BDEW 2016b) befinden sich derzeit fünf größere GuD-Anlagen im Bau (Gesamtleistung: ca. 1.460 MW), wovon vier Anlagen in Kürze ihren Betrieb aufnehmen. Die Blockleistung liegt in einer Bandbreite von 75 bis 595 MW. Für vier weitere GuD-Anlagen (Gesamtleistung: 1.875 MW) wurden bereits Genehmigungen erteilt und weitere vier GuD-Anlagen (ca. 3.000 MW<sup>6</sup>) befinden sich derzeit im Genehmigungsverfahren.

#### Stand der Technik

##### ■ Gasturbinenkonzepte für den stationären Einsatz

Nach Markewitz et al. (2015a) sind fast alle heute eingesetzten Gasturbinen offene Gasturbinenprozesse. Bei der Gasturbinenbauart ist zu unterscheiden zwischen Gasturbinen schwerer Bauart (Heavy Duty, HD) sowie leichter Bauart (Aeroderivate,

<sup>6</sup> Die Angabe der Blockgrößen ist derzeit noch sehr unsicher.

AD). Bei letzteren handelt sich um triebwerksabgeleitete Aggregate, die in kleineren Leistungsbereichen eingesetzt werden. Heavy-duty-Gasturbinen werden in einem Leistungsbereich von bis zu 350 MW (z. B. Siemens SGT5-8000H: 340 MW, General Electric GE9H: 325 MW, Mitsubishi 701FE: 334 MW) angeboten. Heute erreichbare Wirkungsgrade liegen je nach Bauart und Größe in einem Bereich von 30 – 40 % (HD) bzw. 30 – 44 % (AD). Weitere Effizienzsteigerungen und Leistungserhöhungen können durch eine Vielzahl von Maßnahmen erreicht werden. Diese sind hauptsächlich Zwischenkühlung und Rekuperation, Zwischenverbrennung, Eindüsung von Wasserdampf in die Brennkammer (Steam Injected Gas turbine: STIG) sowie die Aufsättigung der Verbrennungsluft (Humid Air Turbine Prozess: HAT). Fast alle Konzepte sind bis zur kommerziellen Reife entwickelt worden. Ihr Einsatz scheiterte aber oftmals an den zu hohen Investitionen. Eine ausführliche Beschreibung der Konzepte findet sich in Markewitz et al. (2015a) und Wietschel et al. (2010). Besondere Vorteile eines Gasturbinenbetriebs sind hohe Leistungsgradienten, Schwarzstartfähigkeit sowie kurze Anfahrzeiten.

#### ■ GuD-Kraftwerke

Erst die signifikante Steigerung der Gasturbinenwirkungsgrade eröffnete die Möglichkeit der Kopplung eines Gasturbinen- und Dampfkraftprozesses. Modernste Anlagen erzielen heute Wirkungsgrade von 61 %. Die Wärme des Abgases wird bei heutigen Anlagen mit 3-Druck-Abhitzedampferzeugern genutzt, mit denen hohe Frischdampfzustände (z. B. Kraftwerk Irsching: 600 °C/170 bar, ZÜ 600 °C/35 bar) erreicht werden. Der nachgeschaltete Dampfturbosatz hat demzufolge höchsten Anforderungen zu genügen. So besteht der Dampfturbosatz des Kraftwerks Irsching aus einer kombinierten Hochdruck-/Mitteldruckturbine und einer zweiflutigen Niederdruckturbine. Große GuD-Anlagen sind in aller Regel als Einwellenanlagen (single shaft) konzipiert. Der Dampfprozess ist in vielen Fällen für eine zusätzliche Auskoppelung von Dampf ausgelegt, der sowohl als Fernwärme als auch als Prozessdampf genutzt werden kann. Weitere Beschreibungen finden sich in Görner und Sauer (2016), Markewitz et al. (2015a) und Wietschel et al. (2010).

## 1.4 Entwicklungsbedarf von Gaskraftwerken

Die schon in der Vorläuferstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ skizzierten F&E-Empfehlungen (Wietschel et al. 2010) sind nach wie vor aktuell. Der dort skizzierte Entwicklungsbedarf fokussiert sich im Wesentlichen auf die Effizienzsteigerung, was eine Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur erforderlich macht. Hierfür sind wiederum die Modifizierung und die Entwicklung neuer Kühlkonzepte erforderlich, die in enger Korrelation mit der Entwicklung neuer Materialien zu sehen ist. Übergeordnetes Ziel ist die Minimierung des Kühlmittelbedarfs bei Erhöhung der Turbineneintrittstemperaturen. Der Übergang zu Vollkeramikturbinenschaufeln wäre eine ideale Möglichkeit, diesem Ziel sehr nahe zu kommen. Anlagen in kleinerem Maßstab (Kawasaki CGT-32, 300 kW, Wirkungsgrad: 42 %) wurden bereits realisiert. Wegweisend könnte die Entwicklung faserverstärkter Verbundwerkstoffe mit keramischer Matrix sein, wie sie bereits heute schon vereinzelt für Brennkammerauskleidungen genutzt werden. Darüber hinaus ist die Entwicklung von Simulationsmodellen notwendig, um stationäre/transiente Betriebszustände, die Interaktion von Außen- und Kühlluftströmungen etc. be-



schreiben zu können. Des Weiteren ist eine bessere Zustandserfassung erforderlich, die grundlegende Voraussetzung für eine zustandsoptimierte Fahrweise eines Gasturbinenkraftwerks ist. Weitere detaillierte Ausführungen zu diesen Maßnahmen finden sich in Wietschel et al. (2010) und Markewitz et al. (2015a).

Eine mögliche Absenkung der  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte, wie sie möglicherweise im Kontext zur Novellierung der 13. BImSchV zu erwarten ist, stellt im Zusammenhang mit der damit korrelierenden CO-Problematik eine besondere Herausforderung dar. Hierfür sind geeignete Brennersysteme und Lösungen zu entwickeln.

Analog zu den kohlegefeuerten Kraftwerken wirken sich die durch die Energiewende bedingten Rahmenbedingungen auf die Versorgungsaufgaben von gasgefeuerten Kraftwerken aus. Zukünftige Versorgungsaufgaben werden sich auf die Bereitstellung der verbleibenden Residuallast, von Regelleistung sowie auf netzstabilitätswirkende Maßnahmen beschränken. Daraus ergeben sich neue Anforderungen hinsichtlich der Flexibilitätseigenschaften. Dazu zählen die steigende Anzahl von Lastwechseln und Starts, die Notwendigkeit geringerer An- und Abfahrzeiten sowie deutlich höhere Lastgradienten (vgl. auch Görner und Sauer 2016). Tab. 1-2 enthält die Flexibilisierungseigenschaften heutiger Anlagen sowie Potenziale zur Verbesserung der Flexibilisierung. Auch ist auf die Veränderung gegenüber den ursprünglich bei der Auslegung zugrunde gelegten Betriebskonzepten hinzuweisen. Zukünftig wird von geringeren Betriebsdauern ausgegangen, was wiederum eine höhere zulässige Anzahl von Heiß- und Warmstarts zulässt (vgl. Markewitz et al. 2015a). Weiterhin ist eine Maßnahme die Absenkung der Mindestlast auf einem möglichst hohen Wirkungsgradniveau. In diesem Zusammenhang sind als Maßnahmen Multi-shaft-Konzepte sowie die gestufte Verbrennung zu nennen. Wie zuvor erläutert, existieren eine Reihe von Möglichkeiten, die Effizienz und Leistung von Gasturbinen zu steigern. Vor dem Hintergrund steigender Flexibilitätsanforderungen könnten das STIG- sowie das HAT-Konzept möglicherweise interessante Maßnahmen sein, deren Eignung und Umsetzung es zu analysieren gilt.

**Tab. 1-2 Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Gaskraftwerken**

	Einheit	Gasturbine			GuD		
		Heute		Zukünftig	Heute		Zukünftig
		Bestand	Neu- anlage	Flexibili- sierungs- potenzial <sup>1)</sup>	Bestand	Neu	Flexibilisie- rungspoten- zial <sup>1)</sup>
Typische Größen- klassen	MW	HD <sup>2)</sup> : <100 - 340 AD <sup>3)</sup> : <5 - 50	340 100 <sup>5)</sup>	.	<10 - 600	500 - 600	
Nenn-Wirkungsgrad	%	HD: 30 - 38 AD: 30 - 41	40 44 <sup>5)</sup>		40 - 58	60-61 %	
Minimallast	%P <sub>n</sub>	25-30	25 <sup>4)</sup>	20	50	40-45	35-40
Lastgradient	%P <sub>n</sub> /min	8	12	15	2	4	8
im Lastbereich 40 - 90 % der Nennleistung P <sub>n</sub>							
Anfahrzeit Heißstart (< 8 h)	h		< 0,1		0,5-1,5	0,4-1,3	0,35-0,4
Anfahrzeit Kaltstart (>48 h)	h		< 0,1		2-4	1,5-3,5	1,3-1,4
<b>Anmerkungen</b>							
<sup>1)</sup> Zielvorstellungen							
<sup>2)</sup> Heavy-Duty (HD) Gasturbinen							
<sup>3)</sup> Aeroderivative Gasturbinen (AD) bzw. flugtriebwerksabgeleitete Gasturbinen							
<sup>4)</sup> kleine Turbinengrößen ermöglichen eine Mindestlast von bis zu 20 %P <sub>n</sub>							
<sup>5)</sup> LMS100, 100 MW							

Quelle: Balling und Pickard (2012); Görner und Sauer (2016); Magin (2012); Markewitz et al. (2015b); VDE (2012)

Zukünftig wird die Möglichkeit in Erwägung gezogen, sogenannten erneuerbaren Überschussstrom in Wasserstoff umzuwandeln und diesen dem Erdgasnetz zuzumischen (siehe Technologieberichte im Technologiebereich 4 bzgl. Power-to-X) oder auch direkt für die Rückverstromung zu nutzen. Inwieweit die technischen Komponenten (z. B. Verdichter) sowie Endverbrauchertechniken davon betroffen sind, wurde in einer vom DVGW beauftragten Studie (Müller-Syring et al. 2013) untersucht. So wurden Gasturbinen als möglicher Bottleneck identifiziert, da sie nur eine sehr geringe Wasserstofftoleranz aufweisen. Ein erhöhter Wasserstoffanteil im Brenngas bewirkt eine Zunahme der Flammenausbreitungsgeschwindigkeit. Wird ein kritischer Punkt erreicht, besteht die Gefahr eines Flammenrückschlags („Flash back“), der zu einer Beschädigung der Brennkammerkomponenten führen kann. Nach Müller-Syring et al. (2013) bewirkt ein höherer Wasserstoffanteil die Veränderung der Flammengeometrie, wodurch es innerhalb der Flamme zu Temperaturspitzen kommt, die wiederum für eine Erhöhung der thermisch bedingten Stickoxide verantwortlich sind. Eine Lösung wäre die Entwicklung von Vormischbrennern. Derzeit läuft weltweit eine Vielzahl von F&E-Aktivitäten. In diesem Kontext ist insbesondere

auf die F&E-Aktivitäten des italienischen Energieversorgers ENEL hinzuweisen, der am Kraftwerksstandort Fusina eine wasserstoffbetriebene Gasturbine (12 MW<sub>el</sub>, Bauart: GE10-1) testet.<sup>7</sup>

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Brennstoffflexibilität von Gasturbinen insbesondere bezüglich Wasserstoff erweitert werden muss. Gleiches gilt für den Einsatz von Verdichtern. Hinzuweisen ist auf einige F&E-Projekte, die sich in der Vergangenheit mit der Brennstoffflexibilität (speziell H<sub>2</sub>) im Rahmen der Forschungsinitiative COORETEC-Turbo beschäftigt haben. Eine Vielzahl dieser Projekte wurde für die Technologielinie Kohlekombikraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung durchgeführt, die den Betrieb einer wasserstoffbetriebenen Gasturbine umfasst.

---

<sup>7</sup> Siehe hierzu: <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-9/features/fusina-achieving-low-nox-from-hydrogen-combined-cycle-power.html>

## 2 Relevanz öffentlicher Förderung

### 2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Eine gemeinsame Angabe von Vorlaufzeiten für Kohle- oder Gaskraftwerke erscheint nicht sinnvoll, da sich die zuvor in den Kapiteln 1.2 und 1.3 beschriebenen Maßnahmen hinsichtlich ihres Umsetzungsaufwandes stark unterscheiden. Nachfolgend erfolgt eine Einordnung in die jeweiligen Entwicklungskategorien. So werden eine Vielzahl der unter der Kategorie „Flexibilität“ und „Umwelt“ aufgelisteten Maßnahmen Vorlaufzeiten besitzen, die in einer Bandbreite von 5 – 10 Jahren liegen dürften.

**Tab. 2-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von zentralen Großkraftwerken verschiedener Entwicklungskategorien**

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

#### Kohlekraftwerke (Flexibilisierung)

Szenarienbereich DE\_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE\_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

#### Kohlekraftwerke (Umwelt)

Szenarienbereich DE\_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE\_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

#### Kohlekraftwerke (700 °C)

Szenarienbereich DE\_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE\_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

#### Kohlekombikraftwerke

Szenarienbereich DE\_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE\_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

#### Gaskraftwerke (Effizienz)

Szenarienbereich DE\_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE\_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

#### Gaskraftwerke (H<sub>2</sub>)

Szenarienbereich DE\_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE\_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Eine Steigerung des Wirkungsgrades durch Anhebung der Frischdampfparameter (700 °C-Kraftwerk) erfordert demgegenüber einen sehr viel größeren Aufwand, der sowohl die Kraftwerksauslegung als auch die Entwicklung von neuen Fertigungsverfahren für Komponenten beinhaltet. Kohlekombikraftwerke werden dagegen etwas optimistischer beurteilt, da viele Komponenten dieses Kraftwerkstyps kommerziell verfügbar sind. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Technik für Deutschland keine Relevanz besitzt, da ein großtechnischer Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit anschließender Speicherung derzeit nicht zu erwarten ist.

Die Steigerung der Effizienz von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken ist als kontinuierlicher Entwicklungsprozess zu sehen. Allerdings erfordert der Übergang zu neuen, visionären Kühlkonzepten noch einen erheblichen F&E-Aufwand, so dass die Vorlaufzeiten sogar mehr als 15 bis 20 betragen könnten. Der Einsatz von wasserstoffreichen Gasgemischen oder reinem Wasserstoff erfordert noch einen erheblichen Entwicklungsaufwand, wie zuvor beschrieben wurde. Dies gilt insbesondere für Gasturbinen großer Leistungsklassen (F-Klasse).

## **2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)**

Konventionelle Kohlekraftwerke sowie Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerke werden seit vielen Jahren erfolgreich kommerziell eingesetzt. Sie bilden das Rückgrat der heutigen weltweiten Stromerzeugung und sind entsprechend dem Technologiebewertungslevel TRL 9 einzuordnen. Beide Technologien besitzen somit das höchste Entwicklungsstadium. Demgegenüber sind Kohlekombikraftwerke dem Entwicklungsstadium TRL 7 zuzuordnen. Während kleinere Gasturbinen für wasserstoffreiche Gasgemische bereits heute schon eingesetzt werden (z. B. Raffinerie), ist der Einsatz wasserstoffreicher Gase bzw. der Einsatz von reinem Wasserstoff in großen Gasturbinen (F-Klasse) heute nicht möglich. Das Entwicklungsstadium wird dem Level TRL 3 zugeordnet. Mit den Erfahrungen, die auf Komponentenebene im Rahmen einiger Komponententests (z. B. COMTES Projekt) gemacht wurden, wird das kohlegefeuerte 700 °C-Kraftwerk mit dem Entwicklungsgrad TRL 3 bewertet (Tab. 2-2).

**Tab. 2-2     Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke**

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2	T3
Grundlagenforschung					
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung					
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

T1 = H<sub>2</sub> Gasturbine, T2 Kohlekraftwerk 700 °C, T3 Kohlekombikraftwerk

Für kohlegefeuerte Kraftwerke ist das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko insbesondere bei den Maßnahmen der Kategorien Flexibilität und Umwelt als eher gering einzustufen. Hingegen ist das wirtschaftliche Risiko insbesondere bei den Flexibilisierungsmaßnahmen deutlich höher zu bewerten, da dieses auch von dem zukünftigen Strommarktumfeld abhängt, das mit vielen Unsicherheiten verbunden ist. Es ist davon auszugehen, dass bei stringenteren CO<sub>2</sub>-Reduktionen (z. B. 95 %-Szenario) das wirtschaftliche Risiko eines Kohlekraftwerkbetriebs insgesamt zunimmt und zusätzlich die Flexibilisierungsanforderungen deutlich steigen werden, was wiederum ein erhöhtes wirtschaftliches Risiko sein könnte.

Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko wird insbesondere für die Maßnahmen (Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur) sowie für den Einsatz wasserstoffreicher Gase als hoch eingestuft, da hierfür erhebliche Änderungen der heute zugrundeliegenden Auslegung (z. B. neue Kühlkonzepte, neue Brenner) und auch Materialentwicklungen notwendig sind. Das wirtschaftliche Risiko für H<sub>2</sub>-Gasturbinen wird als hoch eingeschätzt, da derzeit nicht absehbar ist, ob ein ausreichender Bedarf (national und vor allem international) für solche Techniken vorhan-

den ist. Das wirtschaftliche Risiko für ein 700 °C-Kohlekraftwerk wird ebenfalls als eher hoch bewertet, da für die Realisierung einer solchen Technik Materialien notwendig sind, die mit erheblichen Mehrinvestitionen korrelieren (Wietschel et al. 2010).

**Tab. 2-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke**

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
<b>Kohlekraftwerke (Flexibilisierung)</b>						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>Kohlekraftwerke (Umwelt)</b>						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>Kohlekraftwerke (700 °C)</b>						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>Kohlekombikraftwerke</b>						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>Gaskraftwerke (Effizienz)</b>						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>Gaskraftwerke (H<sub>2</sub>)</b>						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Sowohl für die Techniken Gaskraftwerke als auch Kohlekraftwerke sind keine signifikanten Rohstoffrisiken festzustellen.

Generell ist zusammenzufassen, dass es sich bei der konventionellen Kraftwerkstechnik (Kohleverbrennung, GuD, Gasturbinen) um etablierte, sehr ausgereifte Marktprodukte handelt. Der skizzierte Entwicklungsbedarf für Kohlekraftwerke der Kategorien Flexibilisierung, Effizienz/Klima und Umwelt weist aller Voraussicht nach relativ kurze Vorlaufzeiten und überschaubare technische F&E-Risiken auf. Wirtschaftliche Risiken bestehen darin, dass realisierte Entwicklungen vom Markt nicht honoriert werden bzw. dass generell der Markt für neue Kohlekraftwerke angesichts hoher Klimaschutzanforderungen und möglicherweise weiter fallender Gesteungskosten erneuerbarer Stromerzeugung begrenzt ist. Aufgrund des hohen Exportanteils ist zumindest kurz- bis mittelfristig ein signifikantes industriepolitisches Potenzial zu erwarten.

Unter der Kategorie „Neue Technologien“ befinden sich Techniken, die sich entweder im Demomaßstab bzw. in der Entwicklungsphase befinden. Aufgrund der bislang weltweit gemachten Erfahrungen (hohe Investitionen, unzureichende Verfügbarkeiten etc.) mit Kohlekombikraftwerken (speziell IGCC) wird davon ausgegangen, dass diese Technik sich sowohl national als auch international mittelfristig nicht durchsetzen wird. Die wesentliche Motivation für den Bau von Polygenerationanlagen ist eine mögliche Verknappung von Energieressourcen (im Wesentlichen Ölprodukte). Folgt man den aktuellen Prognosen, ist eine signifikante Verknappung sowohl kurz- als auch mittelfristig nicht zu erwarten, die den Bau von Polygenerationanlagen rechtfertigen würde. Sie werden daher im Nachfolgenden nicht weiter betrachtet. Da mit dem Bau neuer Kohlekraftwerke in Deutschland sowohl kurz- als auch mittelfristig nicht zu rechnen ist, besitzt das 700 °C-Kraftwerk aus nationaler Perspektive keine Relevanz mehr. Vor dem Hintergrund der massiven globalen Nachfrage nach konventionellen Kohlekraftwerken ist allerdings eine hohe Relevanz gegeben. F&E-Arbeiten zum 700 °C-Kraftwerk finden in verschiedenen Ländern (z. B. China, Japan, Südkorea, USA) statt. Trotz der evtl. vorhandenen Bedeutung wird das 700 °C-Kraftwerk in den nachfolgenden Ausführungen nicht weiterbehandelt. In diesem Kontext wird auf die Vorläuferstudie „Energietechnologie 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ (Wietschel et al. 2010) verwiesen. Der dort beschriebene F&E-Bedarf ist nach wie vor aktuell.

Wie im aktuellen Klimaschutzplan der Bundesregierung (BMU 2016) angemerkt, werden moderne Kohlekraftwerke als wichtige Brückentechnologie für den Energiewende-Transformationsprozess gesehen. Die nachfolgenden Ausführungen für Kohlekraftwerke beschränken sich daher auf Anforderungen aus nationaler Perspektive. Geht man von einer erfolgreichen Vorreiterrolle Deutschlands aus und davon, dass andere Länder folgen werden, könnte sich auch auf kurz- und mittelfristige Sicht ein entsprechendes industriepolitisches Potenzial für fossil gefeuerte Kraftwerke erschließen. Gasgefeuerte Kraftwerke (GT und GuD) besitzen auch unter der Randbedingung der stringenten Klimagasreduktionsziele eine hohe Bedeutung. Unabhängig von der zukünftig eingesetzten Gasmischung (Erdgas, H<sub>2</sub>/Erdgas-Gemisch, H<sub>2</sub>) ist die Steigerung der Energieeffizienz ein vorrangiges Entwicklungsziel.



### 3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

#### 3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

##### Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur betrug im Jahr 2014 die in Kohlekraftwerken produzierte Strommenge 9.707 TWh und die in Gaskraftwerken erzeugte Menge 5.148 TWh. Die Anteile an der gesamten globalen Stromerzeugung betrugen 40,7 % (Kohle) bzw. 21,6 % (Gas). Die installierten Leistungen betrugen 1.882 GW (Kohle) sowie 1.563 GW (Gas).

Wie in der nachfolgenden Tab. 3-1 zu erkennen ist, schwankt die Bandbreite der zukünftigen kohlebasierten Stromerzeugung in allen Szenariokategorien erheblich. So geht die IEA in ihrem New Policy (NP) Szenario von einer kohlebasierten Stromerzeugung für 2040 aus, die um etwa 11 % über dem vergleichbaren Wert liegt. Legt man das Referenzszenario von Greenpeace zugrunde, liegt der Anstieg der kohlebasierten Stromerzeugung bis 2050 um etwa 82 % höher als der heutige Wert. Die Steigerungen korrelieren mit einem Anstieg der Kohlekraftwerkskapazität. So beträgt die Kapazitätssteigerung im Fall des IEA Szenarios (New Policy) bis 2040 ca. 29,4 %. Bis 2040 werden in dem Szenario weltweit etwa Kohlekraftwerkskapazitäten von 536 GW altersbedingt außer Betrieb genommen sowie 1.022 GW (Ersatz und Zubau) neu gebaut. Legt man die von Greenpeace angegebene Zukunftsentwicklung zugrunde, liegt der Zubau sogar um ca. 77 % über dem Wert der heute installierten Kohlekraftwerksleistung.

Wie aus den Szenarien hervorgeht, ist eine drastische Reduzierung der kohlebasierten Stromerzeugung notwendig, um die anvisierten Klimagasreduktionsziele einzuhalten. So sinkt die Stromerzeugung im IEA Szenario (450 ppm) bis zum Jahr 2040 um ca. 74 % gegenüber dem heutigen Wert. Noch drastischer fällt der Rückgang der kohlebasierten Stromerzeugung im WEC Szenario „Unfinished symphony“ aus. Hier liegt der Wert für das Jahr 2050 gegenüber dem heutigen Wert um etwa 84 % niedriger. Soll ein Ziel unterhalb von 2 °C erreicht werden, ist nach dem Greenpeace-Szenario Revolution ein nahezu kompletter Ausstieg bis 2050 aus Kohleverstromung notwendig.

Mit Ausnahme des Greenpeace Szenarios Revolution (<2 °C) steigt gegenüber der kohlebasierten Stromerzeugung die erdgasbasierte Stromerzeugung in allen anderen Szenarien stark an. In den BAU-Szenarien ist nahezu eine Verdopplung der heutigen Stromerzeugung bis zum Jahr 2040 bzw. 2050 festzustellen. Selbst im 2 °C-Szenario des World Energy Council liegt die Erdgasverstromung um ca. 73 % über dem heutigen Erzeugungswert (2014: 5.148 TWh). Analog zur Entwicklung der Kohleverstromung geht das Greenpeace Szenario Revolution von einem deutlichen Rückgang der Erdgasverstromung aus, der gegenüber dem heutigen Wert im Jahr 2050 bei ca. 75 % liegt.

**Tab. 3-1 Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugung**

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	9.741	9.212	8.702	8.791	7.749	k. A.
2030	10.245	12.310	4.966	7.836	5.083	k. A.
2040	10.786	15.604	2.518	5.013	764	k. A.
2050	k. A.	17.691	k. A.	1.528	468	k. A.
	<i>IEA-NP</i>	<i>GP BAU</i>	<i>IEA 450</i>	<i>WEC Unfi- nished sym- phony</i>	<i>GP Revoluti- on</i>	

Quelle: Greenpeace International, Global Wind Energy Council und SolarPowerEurope (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

**Tab. 3-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugung**

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	4.614	6.014	5.898	7.011	4.912	k. A.
2030	6.710	8.093	6.475	7.096	4.807	k. A.
2040	9.020	10.361	5.398	8.154	3.550	k. A.
2050	10.984	k. A.	k. A.	8.900	1.288	k. A.
	<i>GP- BAU</i>	<i>IEA-CP</i>	<i>IEA 450</i>	<i>WEC Unfi- nished sym- phony</i>	<i>GP Revo- lution</i>	

Quelle: Greenpeace International et al. (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

**Tab. 3-3 Analyse des globalen Marktpotenzials für kohlebasierte Stromerzeugungskapazität**

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	2.159	2.207	2.094	k. A.	1.904	k. A.
2030	2.318	2.795	1.687	k. A.	1.374	k. A.
2040	2.437	3.341	1.194	k. A.	764	k. A.
2050	k. A.	3.575	k. A.	k. A.	264	k. A.
	IEA-NP	GP BAU	IEA 450		GP Revo- lution	

Quelle: Greenpeace International et al. (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

**Tab. 3-4 Analyse des globalen Marktpotenzials für gasbasierte Stromerzeugungskapazität**

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	1.918	1.874	1.789	k. A.	1.863	k. A.
2030	2.439	2.443	2.010	k. A.	2.164	k. A.
2040	2.930	3.035	2.251	k. A.	2.285	k. A.
2050	3.341	k. A.	k. A.	k. A.	1.861	k. A.
	GP- BAU	IEA-CP	IEA 450		GP Revolu- tion	

Quelle: Greenpeace International et al. (2015); IEA (2016b); World Energy Council (2016)

## Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

### Kohlekraftwerke

Nach Informationen der Bundesnetzagentur sowie des BDEW befinden sich derzeit keine Steinkohlekraftwerke in der Planungs- bzw. der Genehmigungsphase. Lediglich zwei braunkohlegefeuerte Kraftwerke befinden sich derzeit in der Genehmigungsphase, wobei sehr ungewiss ist, ob diese jemals realisiert werden. Es wird daher davon ausgegangen, dass national kein kohlegefeuertes Kraftwerk mehr gebaut wird. Ein maximal realisierbares Zubaupotenzial gibt es somit nicht. Die zukünftige Entwicklung der Kohlekraftwerke bzw. Kohleverstromung beschränkt sich daher auf

die Dynamik des Bestandsabgangs. Legt man eine Nutzungslebensdauer von 45 Jahren für Steinkohlekraftwerke sowie 50 Jahren für Braunkohlekraftwerke zugrunde, beträgt die verbleibende Kohlekapazität im Jahr 2050 ca. 12,5 GW, was einem Rückgang von 75 % gegenüber der heute bestehenden Kohlekraftwerkskapazität entspricht. Die Dynamik des Bestandsrückgangs sowie die produzierten Strommengen werden im Wesentlichen geprägt durch die Strommarktumgebung sowie das energiepolitische Umfeld.

Da national zukünftig kein Kohlekraftwerk mehr gebaut wird und ein Marktpotenzial in Deutschland nicht vorhanden ist, erübrigt sich eine Bewertung der Kriterien 4, 5 und 6. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass Kohlekraftwerke heute und auch mittelfristig noch vielfältige Versorgungsaufgaben erfüllen werden, die mit den Kriterien 4, 5 und 6 nicht erfasst werden. Hier sind insbesondere Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Netzstabilität (z. B. Spannungsqualität, Blindleistung) oder Reserveaufgaben (z. B. Netzreserve, Regelleistung, Momentanreserve) zu nennen. Vor dem Hintergrund des verzögerten Netzausbaus ist auf die immer wichtiger werden den Redispatcheinsätze hinzuweisen, die heute von fossil gefeuerten Kraftwerken durchgeführt werden.

## Gaskraftwerke

**Tab. 3-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für Gaskraftwerke**

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	46,8	47	54	60,9		62,4
2030	61,3	64	38,2	69,9		93,3
2040	50	97	45	55,8		71,2
2050	19,2	106	8	45		13,1

Zum Vergleich: Erdgas-Nettostromerzeugung 2015: 48,7 TWh (Bundesnetzagentur 2016)

Anmerkung: Ein Min-Wert für den DE\_90 % Bereich lässt sich wg. mangelnder Daten nicht angeben.

Tab. 3-5 enthält eine Auswertung der relevanten Szenarien<sup>8</sup> hinsichtlich der Erdgasverstromung. Es ist zu erkennen, dass die Werte der jeweiligen Szenarien sehr variieren und ein Trend für die jeweiligen Szenarienbereiche kaum auszumachen ist. Um die nachfolgenden Kriterienbewertung (Kriterien 4, 5, 6) durchführen zu können, wurden die Gasverstromungsmengen (Szenario 80 %, Szenario 95 %) von Öko-Institut und FhG-ISI (2015) zugrunde gelegt. Als Referenztechnologie wurde ein GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 60 % (Entwicklungsstand 2015) ange-

<sup>8</sup> Die Szenarien, die keine Zeitreihen ausweisen, konnten nicht berücksichtigt werden.

nommen. Dem gegenüber wird davon ausgegangen, dass sich der Wirkungsgrad des innovativen GuD-Kraftwerks sukzessive bis zum Jahr 2050 deutlich verbessert und zu diesem Zeitpunkt einen Wirkungsgrad von 65 % besitzt.

### 3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Dem Kriterienraster entsprechend errechnen sich die im Nachfolgenden aufgelisteten Einsparungen für Treibhausgase sowie für sonstige Emissionen (SO<sub>x</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, NMVOC und Staub). Insgesamt ist festzustellen, dass die berechneten Einsparungen relativ gering sind. Dies liegt zum einen daran, dass die gasbasierte Stromerzeugung gegenüber der heutigen Erzeugung langfristig (nach 2030) deutlich zurückgeht. Zum anderen wurde angenommen, dass die Effizienzverbesserung nur sukzessive zunimmt und erst im Jahr 2050 um 5 Prozentpunkte höher liegt als heute. D. h. aufgrund der fallenden Stromerzeugung wirkt sich der Wirkungsgradeffekt nicht so stark auf die Einsparungen aus.

**Tab. 3-6 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch neue Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall**

Mio. t CO <sub>2</sub> -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,8	0,84
2030	1,6	2,14
2040	1,54	1,96
2050	0,26	0,42

**Tab. 3-7 Weitere wichtige Emissionen (SO<sub>x</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, NMVOC und Staub), die jährlich durch neue Gaskraftwerke in Deutschland vermieden werden im Vergleich zum Referenzfall**

SO <sub>x</sub>		
Mio. t/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,196	0,201
2030	0,385	0,514
2040	0,369	0,471
2050	0,062	0,101

<b>N<sub>2</sub>O</b>		
<b>Mio. t/a</b>	<b>Szenarienbereich DE_80 %</b>	<b>Szenarienbereich DE_95 %</b>
2020	0,024	0,024
2030	0,046	0,062
2040	0,044	0,057
2050	0,007	0,012

<b>NO<sub>x</sub></b>		
<b>Mio. t/a</b>	<b>Szenarienbereich DE_80 %</b>	<b>Szenarienbereich DE_95 %</b>
2020	0,768	0,787
2030	1,502	2,011
2040	1,443	1,842
2050	0,241	0,394

<b>NM VOC</b>		
<b>Mio. t/a</b>	<b>Szenarienbereich DE_80 %</b>	<b>Szenarienbereich DE_95 %</b>
2020	0,165	0,169
2030	0,324	0,432
2040	0,310	0,396
2050	0,052	0,085

<b>Staub</b>		
<b>Mio. t/a</b>	<b>Szenarienbereich DE_80 %</b>	<b>Szenarienbereich DE_95 %</b>
2020	0,028	0,028
2030	0,054	0,072
2040	0,052	0,066
2050	0,009	0,014

### 3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Die Bewertung erfolgt entsprechend dem Kriterienraster. Der vermiedene Primärenergieeinsatz setzt sich zum überwiegenden Teil aus der Erdgaseinsparung bedingt durch die Wirkungsgradverbesserung zusammen. Der eingesparte Aufwand für die Herstellung ist demgegenüber eher gering. Für den Bau von Gaskraftwerken werden keine kritischen Rohstoffe benötigt. In der nachfolgenden Tabelle ist lediglich der kumulierte Rohstoffaufwand ohne energetische Rohstoffe aufgelistet.

**Tab. 3-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall**

GJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	12,7	13
2030	25	33,3
2040	23,9	30,5
2050	4	6,5

**Tab. 3-9 Jährlich vermiedener Ressourceneinsatz durch Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall**

t/a	Szenarienbereich DE_80 %			Szenarienbereich DE_95 %		
	KRA	KRA ohne KEA	Nur kriti- sche Roh- stoffe	KRA	KRA ohne KEA	Nur kriti- sche Rohstoffe
2020	-	2302	0	-	2351	0
2030	-	4515	0	-	6027	0
2040	-	4325	0	-	5519	0
2050	-	721	0	-	1181	0

### 3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

In vielen der im Rahmen des Vorhabens zu analysierenden Szenarien wird der Verlauf der installierten Kapazitäten nicht angegeben. Ausnahme ist hier das Klimaschutzszenario von Öko-Institut und FhG-ISI (2015), das sowohl für die 80 %- als auch für die 95 %-Szenariowelt Kapazitätsangaben macht. In beiden Szenariowelten wird von einem starken Rückgang der Erdgaskraftwerkskapazitäten ausgegangen. In beiden Szenarien beträgt die installierte Erdgaskraftwerkskapazität in 2050 etwa 4 GW. Gegenüber heute (2015: ca. 29 GW) bedeutet dies eine Verringerung um über 80 %. Der Zubau neuer Gaskraftwerke beschränkt sich somit auf einen geringen Wert. Vor diesem Hintergrund werden im Nachfolgenden lediglich die direkten Kosteneinsparungen angegeben, die sich durch die Wirkungsgradverbesserung und somit über die eingesparten Brennstoffmengen berechnen.

**Tab. 3-10 Jährliche direkte Kosteneinsparpotenziale durch Brennstoffeinsparungen für Gaskraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall**

Mrd. € <sub>2010/a</sub>	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,095	0,088
2030	0,217	0,263
2040	0,252	0,322
2050	0,051	0,076

### 3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die ausländische Anlagennachfrage des Großanlagenbaus (VDMA 2016) betrug im Jahr 2015 ca. 16,9 Mrd. € (2014: 15,9 Mrd. €). Der Anteil der kraftwerksspezifischen Nachfrage lag bei 46 % (ca. 7,8 Mrd. €) und macht damit den größten Anteil aus. Die Nachfrage nach konventioneller Kraftwerkstechnik wird damit vom Export dominiert, dessen Anteil an der gesamten kraftwerksrelevanten Nachfrage ca. 93 % beträgt. Wesentliche Exportregionen waren im Jahr 2015 westliche Industrieländer (ca. 1,5 Mrd. €), der nahe u. mittlere Osten (ca. 1,2 Mrd. €), Osteuropa/GUS (ca. 0,4 Mrd. €) sowie der asiatische/pazifische Raum (0,8 Mrd. €). Gegenüber dem Jahr 2014 sind die Auftragseingänge aufgrund des derzeitigen Konjunkturrückgangs aus dem asiatischen/pazifischen Raum um 1,5 Mrd. € zurückgegangen. Wichtige zukünftige Märkte sind nach Schätzungen des VDMA Osteuropa (bspw. Polen) und insbesondere Asien. Der asiatische Markt wird als Wachstumsmarkt gesehen, der zukünftig von Indien, China und den Schwellenländern (z. B. Indonesien, Philippinen) dominiert wird. Nach Angaben des VDMA befinden sich alleine in China 300 konventionelle Kraftwerksprojekte (Gas, Kohle) im Bau bzw. Genehmigungsstadium.

Nach VDMA (2016) wird der Weltmarkt für Großanlagen von Anbietern aus Westeuropa, Nordamerika und Japan beherrscht, die in 2015 einen gemeinsamen Marktanteil von 65 % erreichten (wobei die USA mit einem Anteil von 20 % am globalen Markt den weltweit größten Anteil besitzen). Zukünftig wird davon ausgegangen, dass sich der Wettbewerbsdruck zunehmend verstärken wird. Nach Mitgliederbefragungen des VDMA Großanlagenbau wird davon ausgegangen, dass insbesondere der Wettbewerbsdruck aus den asiatischen Ländern steigen wird. An erster Stelle ist China zu nennen, das aufgrund der vergangenen Jahre eine leistungsstarke Großanlagenindustrie aufgebaut hat und sich nach Einschätzung der Befragten mittel- bis langfristig zum weltweit größten Anlagenbauer entwickeln wird. Aufgrund der sich abzeichnenden Sättigung der chinesischen Inlandsnachfrage wird davon ausgegangen, dass die chinesische Anlagenbauindustrie sich zunehmend auf den Export fokussieren wird. Als zentraler Wettbewerbsvorteil wird die Kombination aus niedrigen Kraftwerkspreisen und der möglichen Nutzung attraktiver Finanzierungsbedingungen gesehen.

Entwicklung und Bau von Kohle- und Gaskraftwerken besitzen eine große Tradition in Deutschland. Sukzessive konnten in den vergangenen Jahren bedeutende Effizienzsteigerungen von konventionellen Kraftwerken erreicht werden. In diesem Kon-



text hat sich sowohl eine Herstellerindustrie als auch eine Forschungslandschaft bestehend aus universitären sowie außeruniversitären Instituten gebildet, die über gemeinsame Forschungsprojekte sowie Netzwerke (z. B. COORETEC) sehr gut verknüpft sind. Dies ermöglichte den Export von Kraftwerkstechnik „made in Germany“ und war bislang ein Erfolgsgarant.

Es ist davon auszugehen, dass die inländische Wertschöpfung durch den Bau konventioneller Kraftwerke erheblich ist. Aussagen über die inländische Wertschöpfung sowie Beschäftigungseffekte erfordern detaillierte, Input-/Outputbasierte Analysen. Diesbezügliche Studien liegen nicht vor, so dass keine genaueren Angaben gemacht werden können.

Nach Schiffer (2017) betrug im Jahr 2016 die Anzahl der Beschäftigten im Braunkohleletagebau ca. 19.800 und im Steinkohlebergbau ca. 6.600<sup>9</sup>. Von EEFA (2010) wird die Anzahl der Beschäftigten in Braunkohlekraftwerken mit 5.430 angegeben. Eine vergleichbare Anzahl für Beschäftigte in Steinkohlekraftwerken liegt nicht vor. Geht man für Steinkohlekraftwerke vereinfachend von einem ähnlichen spezifischen Beschäftigungsanteil wie in Braunkohlekraftwerken aus, errechnet sich eine Anzahl von ca. 7.300. Demnach waren in Bergbau und Kraftwerken schätzungsweise 39.000 Menschen beschäftigt. Durch den Personalabbau in Kraftwerken (Senkung der Fixkosten), der in den letzten Jahren erfolgte und dadurch, dass die Beschäftigten des deutschen Steinkohlebergbaus nicht komplett der Stromversorgung zuzurechnen sind, dürfte die Beschäftigtenzahl wahrscheinlich deutlich niedriger liegen. Die obigen Zahlen sind daher als Obergrenze zu verstehen. Vergleichbare Beschäftigtenzahlen für den Betrieb von Gaskraftwerken liegen nicht vor.

### 3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Nach Angaben des Bundesforschungsberichts (BMWi 2016b) betrug der F&E-Mittelabfluss für Kraftwerkstechnik und CCS<sup>10</sup> im Jahr 2015 rd. 26,22 Mio. € bei 277 laufenden Projekten. Der größte Anteil der Fördermittel entfällt mit ca. 75 % auf die Entwicklung von Komponenten, während der Rest sich zu fast gleichen Teilen auf fortgeschrittene Kraftwerkssysteme, Kohlevergasung und Sonstiges aufteilt. Die bewilligte Summe von Projekten betrug für das Technikfeld im Jahr 2015 etwa 54 Mio. € (109 Projekte). Der Anteil des F&E-Bereichs Kraftwerkstechnik und CCS am gesamten Mittelabfluss der gesamten Energieforschung betrug im Jahr 2015 ca. 7 %, während er im Zeitraum 2011 bis 2015 in einer Bandbreite von 7,7 bis 8,5 % lag. Der vergleichbare Anteil für neu bewilligte Projekte lag im Jahr 2015 bei ca. 10 % und damit deutlich über den Anteilen der Vorjahre, die im Zeitraum 2011 bis 2015 in einer Bandbreite von 6,1 % und 8,3 % lagen.

Ein internationaler Vergleich der F&E-Aktivitäten für die einzelnen Technikfelder ist nur sehr begrenzt möglich, da nicht alle Informationen vergleichbar vorliegen. Dies gilt auch für die F&E-Datenbank der Internationalen Energieagentur (IEA 2016a), auf deren Basis die nachfolgende Tabelle erstellt wurde. Die Tabelle enthält die öf-

<sup>9</sup> Etwa zwei Drittel der geförderten Kohle wird in Strom- und Heizkraftwerken eingesetzt. Ab 2019 läuft der Steinkohlebergbau aus.

<sup>10</sup> Eine feinere Differenzierung nach Techniken (Gasturbinen, Kohlekraftwerke etc.) existiert nicht.

fentlichen F&E-Ausgaben für die hier behandelten Technikfelder. Da von den Ländern nicht alle Technikfelder mit Daten vollständig ausgefüllt werden und zum Teil nicht bedient werden, ist nur ein grober Vergleich möglich. Nachfolgend werden die F&E-Ausgaben für Kohle- und Gaskraftwerke der Länder Deutschland, Südkorea, Japan und Kanada verglichen. Ausgehend von den Werten für das Jahr 2014<sup>11</sup> lässt sich ablesen, dass die gesamten Ausgaben (Kohle- und Gaskraftwerke) in Japan am höchsten waren, gefolgt von Kanada und Südkorea. Das für Deutschland angegebene Budget lag im Jahr 2014 bei gut 31 Mio. € und liegt damit zum Teil weit hinter den Ausgaben der vorgenannten Länder. Bei den F&E-Ausgaben (2014) für Kohlekraftwerke dominieren Kanada und Japan. Aus der Statistik lässt sich nicht ablesen, für welche Forschungsbereiche die Forschungsmittel im Detail ausgegeben wurden.

**Tab. 3-11 Öffentliche F&E-Ausgaben (Mio. €) für das Technologiefeld Zentrale Großkraftwerke im internationalen Vergleich**

Mio. €	2012	2013	2014	2015 <sup>1)</sup>	Anmerkung
<i>Deutschland</i>	29,25	33,68	31,54	31,19	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
USA	36,01	33,69	16,49	25,26	Kohlekraftwerke
<i>Südkorea</i>	32,68	43,29	42,96	39,85	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
	19,65	23,16	23,74	24,55	Kohlekraftwerke
	13,03	20,13	19,22	15,30	Gaskraftwerke
<i>Japan</i>	34,24	83,50	90,17	k. A.	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
	19,06	66,04	63,96	44,36	Kohlekraftwerke
	15,18	17,46	26,21	k. A.	Gaskraftwerke
Australien	k. A.	k. A.	k. A.	0,044	Kohlekraftwerke
<i>Kanada</i>	151,138	194,446	73,768	4,222	<i>Kohle- und Gaskraftwerke</i>
	149,66	193,603	72,662	3,224	Kohlekraftwerke
	1,478	0,843	1,106	0,998	Gaskraftwerke

<sup>1)</sup> vorläufig

Quelle: IEA (2016a)

Im Rahmen einer von der IEA in Auftrag gegebenen Studie (Carpenter 2014) wurden die Forschungsportfolios einiger wichtiger Industrieländer zur Kohleforschung analysiert. Auf dieser Basis und weiterer Recherchen werden die Forschungsportfolios bezüglich Kohlekraftwerke im Nachfolgenden kurz skizziert, wobei auch auf die eigentliche Motivation der F&E-Aktivitäten eingegangen wird:

<sup>11</sup>

Für den Vergleich wird das Jahr 2014 herangezogen, da es sich bei den 2015er Werten um vorläufige Angaben handelt.

## China

Hintergrund der F&E-Aktivitäten sind die vorhandenen großen Kohlevorräte sowie die künftig vermutlich steigende Stromnachfrage. Derzeit befindet sich noch eine Vielzahl von Kohlekraftwerken im Bau und in der Planungsphase. Aufgrund der jüngsten konjunkturellen Abschwächung kam es zu einem Stromüberangebot (Myllyvirta und Shen 2016). Diese Entwicklung führte wiederum dazu, dass diverse Kraftwerksprojekte eingestellt bzw. geplante Projekte verschoben oder aufgegeben wurden. Ob und inwieweit es sich hierbei um einen längerfristigen Trend handelt, der zu einer Verringerung der Kohleverstromung führt, lässt sich derzeit kaum einschätzen.

Hinzuweisen ist auch auf die hohen Immissionsbelastungen durch Staub-, SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen. Vor dem Hintergrund möglicher zukünftiger Erdölverknappungen erscheint auch eine Kohlenutzung für die Erzeugung von Chemikalien etc. von Interesse. Nach Einschätzung des VDMA wird China in Zukunft zum weltweit größten Anlagenbauer aufsteigen. Exportchancen werden vor allem im asiatischen Raum gesehen.

### F&E-Portfolio

- Effizienzverbesserung (700 °C Kraftwerk), 600 – 1.000 MW
  - Kraftwerksauslegung
  - Werkstoffe
  - Kessel
  - Turbine
- Wirbelschichtfeuerung (low rank Kohle)
- NO<sub>x</sub>-Minderungsverfahren (advanced)
- Kraftwerksentwicklungen nur in Verbindung mit CCS (CCS hat sehr hohe Priorität)
- CCS, alle Techniklinien (Oxy, Post, Pre), einige Versuchs- und Demoanlagen zu Post-Combustion und Oxyfuel
- CO<sub>2</sub> utilization (der Begriff CCU wird nicht mehr verwendet, sondern CCUS)
- Kraftstoffe aus Kohle, SNG-Produktion aus Kohle
- Polygeneration (power und chemicals), verschiedene Projekte (z. B. Strom, SNG und Chemicals: GreenGen project, 250 MW<sub>el</sub> in Tainjin, Kommerzieller Betrieb seit 2012)
- Zahlreiche IGCC-Projekte (teilweise realisiert, teilweise in Planung)

## USA

Die USA besitzen große Kohlevorräte und sind derzeit einer der weltweit größten Kohleexporteure. Mit einem Anteil von 20 % im globalen Großanlagenbau ist die USA der weltweit größte Anlagenbauer. Hinzuweisen ist auf die F&E-Aktivitäten zur Entwicklung einer wasserstoffbetriebenen Gasturbine, die allerdings vor dem Hintergrund des CCS-Pre-combustion-Konzepts zu sehen ist und keinen Bezug zu PtX-Konzepten besitzt.

### F&E-Portfolio

- Effizienzverbesserung (760 °C-Kraftwerk), 350 bar, 600 MW, Testanlage 2021
  - Kesselhersteller
  - Dampfkreislauf
  - Turbine
  - Materialien (F&E-Programm: IMPACCT)
- Kohlevergasung, IGCC (Demo, Braunkohlekraftwerk Kemper 582 MW)
- Umwandlung von Kohle und Kohle-Biomasse zu flüssigen Energieträgern
- CCS (Post, Pre, Oxyfuel), CO<sub>2</sub>-Verdichter
- CO<sub>2</sub>-Speicherung
- CO<sub>2</sub>-Nutzung
- Wasserstoff-Turbinen als Voraussetzung für CCS-Pre-combustion-Kraftwerke, große F&E-Programme mit GE und Siemens
- SOFC

### Japan

Japan besitzt wenige Energieressourcen und nimmt aufgrund seiner isolierten Insel-lage eine besondere Stellung ein. Seit dem Unfall von Fukushima besitzt der Aspekt der Versorgungssicherheit höchste Priorität. Durch den Fukushima-Unfall erlebt die Kohleverstromung derzeit eine Renaissance, einhergehend mit intensiven F&E-Arbeiten zu CCS. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass LNG-Importe (LNG: Liquefied Natural Gas) eine signifikante Rolle spielen werden. Ebenfalls im Fokus der F&E-Aktivitäten stehen der Einsatz und die Nutzung von Wasserstoff. Japan gilt weltweit als eine der großen Anlagenbaunationen.

### F&E-Portfolio

- Gasturbinenentwicklung (1.700 °C Eintrittstemperatur)
- 700 °C Kraftwerk und 350 bar, Wirkungsgrade von 46-48 % werden angestrebt, Retrofitting von bestehenden Kraftwerken mit advanced ultra supercritical Technik ist ebenfalls ein Thema, 12 Firmen und Forschungseinrichtungen arbeiten an dem Projekt, Kessel, Turbine, Ventile. Besonderer Fokus auf Materialforschung inkl. Fügetechniken
- IGCC Nakoso Demonstration plant (Block 10), luftgeblasene Vergasung, kommerzieller Betrieb seit 2013
- IGCC Eagle Projekt: sauerstoffgeblasene Vergasung, Bau einer 170 MW<sub>el</sub> Demoanlage (Osaki Coolgen Projekt)
- IGFC (2030), Hybridsysteme (Kohlevergasung, Brennstoffzelle/Gasturbinen Kombinationen)
- CCS (Speicher: auch Monitoring)
- Brennstoffzelle (für den mobilen und stationären Einsatz)

### Südkorea

Südkorea besitzt wenige Energieressourcen und ist auf Energieimporte angewiesen. Angestrebt wird eine Verringerung der Importabhängigkeit. Der Aspekt der Versorgungssicherheit spielt sowohl aus geostrategischer als auch aus technischer Sicht ei-

ne wichtige Rolle. Die Einhaltung der Klimagas-minderungsziele besitzt eine hohe Priorität. Südkorea ist derzeit eine der führenden Großanlagenbaunationen mit namhaften Unternehmen (z. B. DOOSAN, DOOSAN Babcock, DOOSAN Lentjes) und erhofft sich durch die Steigerung von Exporten eine zusätzliche inländische Wertschöpfung.

#### F&E-Portfolio

- Identifiziert für die F&E-Förderung wurden 27 Basistechnologien (Förderkriterien: Versorgungssicherheit, Wertschöpfung)
- Clean fuels (Vergasung von niederkalorischer Kohle), SNG aus Kohle, coal to liquids
- Brennstoffzellen, IGFC-Hybridkraftwerke
- IGCC Demonstrationsanlage: Tae-an (Kim 2015) IGCC: 305 MW<sub>el</sub>, erster Betrieb: 2015, Syngasturbine: GE, endgültiger Betrieb in 2016), Planungen: Hybrid IGCC + Brennstoffzelle,
- CCS (alle Techniklinien, auch Exoten wie Membrane, Carbonate Looping, neue MEA-Lösungsmittel etc.)
- Post combustion und Oxyfuel: Kleinere Versuchs- bzw. Demoanlagen
- CO<sub>2</sub>-Speicherung, CO<sub>2</sub>-Nutzung
- Gasturbinenentwicklung
- 700 °C-Kohlekraftwerk

### 3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Mit der Energiewende wurde gleichzeitig auch ein Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland eingeleitet. Unterschiedliche Meinungen bestehen nur darin, mit welcher Dynamik dieser Ausstiegsprozess gestaltet werden soll. Von verschiedenen politischen Parteien (Bündnis 90/Die Grünen, Die Linke) hat es in der Vergangenheit verschiedene Initiativen (Deutscher Bundestag 2013, 2014a, 2014b) gegeben, möglichst schnell aus der Kohleverstromung auszusteigen. Bereits in ihrem 4. Monitoringbericht wies die Bundesregierung darauf hin, dass das CO<sub>2</sub>-Ziel für 2020 voraussichtlich nicht eingehalten werden kann. Das daraufhin initiierte Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sah einen erheblichen zusätzlichen Reduktionsbeitrag vor, der durch die Stromwirtschaft zu erbringen ist. Das wiederum war Auslöser einer energiepolitischen Debatte um den Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der Konsens besteht darin, 8 Braunkohlekraftwerksblöcke vorzeitig außer Betrieb zu nehmen. Diese werden zuerst in eine sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt und dürfen am Markt nicht mehr teilnehmen. Nach 4-jähriger Sicherheitsbereitschaft werden die Anlagen endgültig stillgelegt. Aktuell ist kein Neubau von Kohlekraftwerken geplant. Gegenüber dem Einsatz von Kohlekraftwerken besteht derzeit eine sehr kritische Haltung, die sich im Laufe der letzten 5 Jahre nach Schumann et al. (2016) sehr verändert hat. In einer im Jahr 2016 durchgeführten Panelumfrage wurde festgestellt, dass fast zwei Drittel der Befragten sich gegen eine weitere Kohlenutzung aussprechen (Schumann et al. 2016). Etwa 64 % der Befragten sprachen sich für ein Gesetz aus, dass neue und vorhandene Kohlekraftwerke nur noch so viel CO<sub>2</sub>-Emissionen ausstoßen dürfen wie die effizienteren Gaskraftwerke. Aus der Befragung geht hervor, dass Kohlekraftwerke auch als sogenannte Brückentechnologie abgelehnt wird. Als wichtige Gründe für den Verzicht auf eine Kohleverstromung bewer-

teten die Befragten die Verringerung von CO<sub>2</sub> sowie die Verringerung von Feinstaub- und Schwermetallemissionen (Schumann et al. 2016). Die Beendigung der Landschaftsveränderungen und der Umsiedlung durch den Braunkohletagebau waren weitere wichtige Gründe. Dem gegenüber spielten Aspekte der Versorgungssicherheit keine Rolle.

Wie aus den vorherigen Analysen hervorgeht, spielt der Zubau bzw. der Ersatz von gasgefeuerten Kraftwerken in Deutschland in Abhängigkeit der unterstellten Szenarien eine gewisse Rolle. Informationen über eine lokale Akzeptanz hinsichtlich des Baus von Gaskraftwerken liegen nicht vor. Gleiches gilt weitestgehend für die erforderliche Infrastruktur (Erdgastransport und -verteilung). Die spezifischen Staub-, SO<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Gaskraftwerken liegen deutlich niedriger als die von kohlegefeuerten Kraftwerken. Darüber hinaus besteht theoretisch die Möglichkeit, auch synthetisches Erdgas oder längerfristig auch Wasserstoff einzusetzen. Es kann nur vermutet werden, dass diese Gründe dafür ausschlaggebend sind, dass Gaskraftwerke sowie der Betrieb bzw. Ausbau der Gasinfrastruktur von einer breiten Öffentlichkeit (sociopolitical acceptance) getragen werden. Dies belegen nicht zuletzt auch die Konsultationsprozesse zu den verschiedenen Gasnetzentwicklungsplänen der vergangenen Jahre, die sich von denen der Konsultationsprozesse der Stromnetzentwicklungspläne deutlich unterscheiden, indem die Akzeptanzproblematik kaum eine Rolle spielt.

**Tab. 3-12 Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)**

Kohlekraftwerke	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz
	Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie
	Sehr gering	Marktunsicherheit, hohes Investitionsrisiko	Sehr gering	CO <sub>2</sub> , Umweltprobleme etc. (Schumann et al. 2016)	Sehr gering <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> [https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/SH/kategorie/akzeptanz/auswahl/378-gesellschaftliche\\_ak/#goto\\_378](https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/SH/kategorie/akzeptanz/auswahl/378-gesellschaftliche_ak/#goto_378)

**Tab. 3-13 Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke zum Status Quo (2015)**

Gaskraftwerke	Ebene Markt	Ebene Gesellschaft	Lokale Ebene
	Marktakzeptanz	Sozialpol. Akzeptanz	Lokale Akzeptanz
	Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?	Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image	Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie
Mittel	Marktunsicherheit, volatile Erdgaspreise	Hoch	k. A. <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> k. A. = Studien zur lokalen Akzeptanz liegen nicht vor, daher können keine Angaben gemacht werden

### 3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Bei zentralen Großkraftwerken handelt es sich in der Regel um Projekte, deren Investitionen im Milliardenbereich liegen. Insbesondere die kontinuierlich zugenommene Kraftwerksblockleistung hat die absoluten Investitionen in Kraftwerksprojekte deutlich erhöht. Folge ist eine besonders ausgeprägte Pfadabhängigkeit, die sich insbesondere an den hohen ökonomischen Nutzungsdauern ablesen lässt und ein Risiko für Lock-in-Effekte (Bestreben möglichst hoher Auslastung und langer Laufzeiten) bzw. für Stranded-Investments in einer von Klimaschutz geprägten Energiewelt darstellt. Die ökonomischen Nutzungsdauern haben sich in den letzten Jahrzehnten deutlich erhöht, bedingt durch vielerlei Faktoren. Ein wesentlicher Grund war die Liberalisierung des Strommarktes. Der eingeleitete Liberalisierungsprozess ist als ein bis heute fortlaufender Prozess zu sehen, der von hohen Unsicherheiten geprägt war, was wiederum das Investitionsrisiko deutlich erhöht hat. Nach Markewitz (2016) betragen heutige durchschnittliche Lebensnutzungsdauern von Steinkohlekraftwerken ca. 40 bis 45 Jahre, von Braunkohlekraftwerken 45 bis 50 Jahre und von Gaskraftwerken 35 bis 40 Jahre. Im Einzelfall werden diese Nutzungsdauern auch deutlich überschritten. Die Nutzungsdauern korrelieren eng mit dem strommarktwirtschaftlichen Umfeld sowie den energie- und umweltpolitischen Vorgaben. Da weder die zukünftige Entwicklung des strommarktwirtschaftlichen Umfeldes noch die Veränderung energie- und umweltpolitischer Vorgaben vorhersehbar sind, werden die heute üblichen Nutzungsdauern vereinfachend fortgeschrieben. Über die technische Planungszeit finden sich nur wenige Informationen. Am Beispiel konkreter Kraftwerksbeispiele (z. B. Kraftwerk Moorburg (Gade 2015)) kann von einer technischen Planungsphase bis zu 2 Jahren ausgegangen werden. Dem schließt sich eine Genehmigungsphase an, die je nach Auflagen sehr unterschiedlich lang ausfallen kann. Wie an den jüngeren Kohlekraftwerksprojekten abzulesen ist, ist der Zeitaufwand für das komplexe planungsrechtliche Genehmigungsverfahren deutlich höher als die eigentliche technische Planungszeit. Wie bereits in der Vorgängerstudie (Wietschel et al. 2010) wird bei kohlegefeuerten Kraftwerken davon ausgegangen, dass eine Effizienzsteigerung (z. B. 700 °C-Kraftwerk) von über 50 % nur mit erheblichen Mehrkosten

(z. B. für den Einsatz nickelbasierter Stähle, Kohlevortrocknung, doppelte Zwischenüberhitzung) realisiert werden kann, da sonstige Kostenreduktionspotenziale nahezu ausgeschöpft sind. Eine ähnliche Philosophie wird bei GuD-Kraftwerken unterstellt.

**Tab. 3-14 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Zentrale Großkraftwerke**

Steinkohlekraftwerke	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit	Monate	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	40-45	40-45	40-45	40-45	40-45
Spezifische Investition	€ <sub>2015</sub> /kW	1.600	>1.600	>1.600	>1.600	>1.600
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2
Nenn-Wirkungsgrad	%	46,5	47	48	49	>50

Braunkohlekraftwerke	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit	Monate	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	45-50	45-50	45-50	45-50	45-50
Spezifische Investition	€ <sub>2015</sub> /Einheit	1.800	>1.800	>1.800	>1.800	>1.800
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2
Nenn-Wirkungsgrad	%	43	44	45	48	50

GuD-Kraftwerke	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit	Monate	24	24	24	24	24
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	35-40	35-40	35-40	35-40	35-40
Spezifische Investition	€ <sub>2015</sub> /Einheit	800	820	>820	>820	>820
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	3	3	3	3	3
Nenn-Wirkungsgrad	%	61	61,5	62	63	64-65

Quellen: Görner und Sauer (2016); Markewitz et al. (2015a, 2015b); Wietschel et al. (2010)

### 3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Der Betrieb konventioneller Kraftwerke ist von einer Vielzahl von Infrastrukturen abhängig. So ist für die Brennstoffbeschaffung eines Steinkohlekraftwerks die entsprechende Versorgungslogistik (Schiene, Schiff/Anlandung) erforderlich. Für den



Betrieb von gasgefeuerten Kraftwerken ist eine Gasinfrastruktur erforderlich. Bei den meisten der gas- und kohlegefeuerten Dampfkraftwerke erfolgt die Kühlung des Kondensats mit Hilfe eines Kühlturms, der wiederum Kühlwasser benötigt, das in den meisten Fällen Flüssen entnommen wird. Somit ist die unmittelbare Flussnähe ein wichtiges Standortkriterium.

Braunkohlekraftwerke stellen insofern einen Sonderfall dar, da die Standorte aus wirtschaftlichen Gründen nur in unmittelbarer Tagebaunähe errichtet werden können. Gegenüber einem Steinkohlekraftwerk ist bei der Braunkohle eine eigene Förderungs- und Transportlogistik (Schiene, Förderband) notwendig. Für die Kühlung wird in den meisten Fällen das abgepumpte Grundwasser des Tagebaus verwendet, so dass eine Flussnähe nicht zwingend erforderlich ist.

Alle Kraftwerkstypen benötigen eine Anbindung an das Höchst- bzw. Hochspannungsnetz. Viele der heutigen konventionellen Großkraftwerke sind als KWK-Anlagen konzipiert und erzeugen neben Strom auch Wärme (Fernwärme, Prozesswärme). Für den Transport bzw. die Verteilung von Fern- und Prozesswärme ist eine entsprechende pipelinebasierte Wärmeinfrastruktur notwendig.

Vor dem Hintergrund dieser Infrastrukturbedürfnisse werden seit vielen Dekaden die existierenden Kraftwerksstandorte genutzt, da die bestehenden Infrastrukturen vorhanden sind und nicht neu aufgebaut werden müssen. Allerdings ist für die Realisierung von Zukunftskonzepten (Power-to-Gas: Zumischung von Wasserstoff) sowie die Umstellung auf eine reine Wasserstoffversorgung die Modifikation der bestehenden Erdgasinfrastruktur bzw. der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (Transport, Verteilung, Speicherung etc.) notwendig.

**Tab. 3-15 Abhängigkeit des Technologiefeldes Großkraftwerke von Infrastrukturen**

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

### 3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Für die Bewertung von Systemkompatibilität sind die einzelnen Versorgungsaufgaben der zentralen fossil gefeuerten Großkraftwerke in den Blick zu nehmen. Aufgrund des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Stromerzeugung ist die Deckung der verbleibenden Residuallast die Hauptversorgungsaufgabe von Großkraftwerken. Verglichen mit der fluktuierenden Einspeisung von erneuerbarem Wind- und PV-Strom handelt es sich bei thermischen Kraftwerken um stundensichere Last, die theoretisch zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Thermische Kraftwerke zeichnen sich daher durch eine hohe Flexibilität aus, mit der es möglich ist, die positive Residuallast bedarfsgerecht zu bedienen. Je nach Kraftwerkstyp können sich die Flexibilitätseigen-

schaften stark unterscheiden (siehe die Kapitel 1.2 und 1.4). Aufgrund dieser Flexibilitätseigenschaften ist es möglich, auch andere Versorgungsaufgaben wie Regelleistung (Momentanreserve<sup>12</sup>, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung etc.) oder netzstabilisierende Aufgaben (Spannungs- und Frequenzhaltung, Blindleistung etc.) zu übernehmen<sup>13</sup>. Nur mit dem Einsatz von thermischen Kraftwerken ist es heute möglich, Versorgungssicherheit zu garantieren. Auch für den Transformationsprozess hin zu einem erneuerbar geprägten und kernenergiefreien Versorgungssystem ist der Einsatz thermischer Kraftwerke notwendig. So macht der verzögerte Stromnetzausbau den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen erforderlich, die derzeit nur mit Hilfe thermischer steuerbarer Kraftwerke durchgeführt werden können. Beabsichtigt ein Kraftwerksbetreiber die Stilllegung einer Anlage, ist dies gemäß §13b EnWG der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Diese wiederum prüft, ob die Anlage als systemrelevant einzustufen ist. Ist dies der Fall, kann das Kraftwerk nicht stillgelegt werden und wird dann in eine sogenannte Netzreserve überführt. Das Kraftwerk wird betriebsbereit gehalten und für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität eingesetzt. Derzeit befinden sich 23 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von ca. 4,8 GW in der Netzreserve (Markewitz et al. 2017).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass thermische Kraftwerke für das heutige Versorgungssystem sowie für die Transformationsphase wichtig und derzeit ein Garant für eine sichere Stromversorgung sind. Ihre Systemkompatibilität ist daher als „sehr hoch“ einzustufen.

Eine zunehmende erneuerbare Stromerzeugung mit vorrangiger Netzeinspeisung bedeutet eine Verringerung des Marktvolumens für konventionelle Kraftwerke. Darüber hinaus ist die veränderte Charakteristik der Residuallastprofile zu sehen, die insbesondere durch höhere Lastrampen gekennzeichnet sind. Die zukünftige Rolle von thermischen Kraftwerken wird darin bestehen, diesen Residuallastbedarf (positive Residuallast) zu decken. Hierfür bedarf es zusätzlich flexibilitätssteigernder Maßnahmen (siehe vorherige Ausführungen in den Kapiteln 1.2 und 1.3), die als systembedingter Anpassungsbedarf zu verstehen sind. Der Anpassungsbedarf wird als „Mittel“ eingestuft. Rückwirkungen im Sinne der Definition des Kriterienkatalogs bestehen nicht.

Längerfristig soll ein System etabliert werden, das ohne den Einsatz von fossil basierten thermischen Kraftwerken auskommt. Dies bedeutet, dass für die verschiedenen oben skizzierten Versorgungsaufgaben andere Techniken einzusetzen sind. In einer Übergangsphase kann es daher zu Technikkonkurrenzen kommen. So ist z. B. die Bereitstellung von Regelleistung auch mit anderen Techniken (z. B. Speicher) möglich. Im Zuge des Transformationsprozesses kann es im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2050 zu Nutzungskonkurrenzen kommen.

Bezüglich des Einsatzes von gasgefeuerten Kraftwerken ist zusätzlich anzumerken, dass es sich im Fall einer forcierten Power-to-Gas-Anwendung dann um den Brennstoffeinsatz von erneuerbarem Methan, reinem Wasserstoff oder wasserstoffreichen

---

<sup>12</sup> Hinzuweisen ist insbesondere auf die Frequenzstützung durch rotierende Massen der in den Kraftwerken installierten Generatoren.

<sup>13</sup> Auch Pumpspeicherkraftwerke werden für die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt.

Gasgemischen handelt. Für die beiden letztgenannten Fälle ist eine Modifikation heutiger Gasturbinen notwendig, wie zuvor beschrieben. Die Notwendigkeit solcher wasserstoffverträglicher Gasturbinen korreliert mit der Ausgestaltung der Power-to-Gas-Konzepte (z. B. Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, Rückverstromung).

## 4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

### 4.1 Kohlegefeuerte Kraftwerke

Aus der Perspektive des Großanlagenbaus ist der Export von Kraftwerkstechniken von entscheidender Bedeutung. Dieser Trend wird sich aller Wahrscheinlichkeit nach noch verstärken, da in absehbarer Zeit keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Deutschland gebaut werden. Hinsichtlich des Exports wird der asiatische Markt eine wichtige Rolle spielen, da hier von einer zunehmenden Stromnachfrage auszugehen ist, während diese in vielen Industrieländern der OECD nur noch gering ansteigt bzw. stagniert. Folgt man den BAU-Szenarien (siehe Kapitel 3.1), so werden in diesen Regionen fossil gefeuerte Kraftwerke zukünftig auf längere Zeit noch eine signifikante Rolle spielen. Nimmt man jedoch globale Klimaschutzszenarien zur Grundlage, die im Einklang mit den internationalen Verpflichtungen gemäß des Paris-Abkommens stehen (2 °C- bzw. 1,5 °C-Leitplanken), so ist auch auf globaler Ebene mittel- bis langfristig ein massiver Rückgang der Kohleverstromung zu erwarten.

Um die Klimagasemissionen möglichst niedrig zu halten, sind hocheffiziente fossil gefeuerte Kraftwerke erforderlich. Demgegenüber befindet sich das deutsche Energiesystem in einer Transformationsphase, in der bestehende Kohle- und Gaskraftwerke derzeit und auf mittelfristige Sicht noch eine wichtige Rolle spielen werden bzw. eine Brückenfunktion besitzen. Längerfristig (bis 2050) sollen insbesondere Kohlekraftwerke durch alternative, emissionsarme Stromerzeugungstechniken abgelöst werden. Aus nationaler Sicht geht es somit darum, die Flexibilität der heutigen Bestandskraftwerke unter Einhaltung höchster Umwelt- und Effizienzstandards zu verbessern, um die notwendigen Versorgungsaufgaben für eine Übergangszeit erfüllen zu können und den Weg hin zu einer emissionsarmen Stromversorgung zu ebnen.

Vor diesem Hintergrund hängen die Art und die Notwendigkeit des Entwicklungsbedarfs stark davon ab, ob der nationale oder/und internationale Markt bedient werden soll. Aufgrund dieser unterschiedlichen Perspektiven und Motivationen wird die Relevanz des im Nachfolgenden skizzierten öffentlichen F&E-Bedarfs für Kohlekraftwerke sowohl aus nationaler als auch internationaler Perspektive dargestellt.

Wie aus der nachfolgenden Tabelle hervorgeht, besitzen viele Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität sowohl aus nationaler als auch aus internationaler Sicht Relevanz. Dies betrifft die Steigerung von Lastgradienten oder auch die Notwendigkeit einer verbesserten Lebensdauervorhersage. Aus nationaler Sicht beschränkt sich der F&E-Bedarf auf die heutigen Bestandskraftwerke, während er aus internationaler Sicht zumindest kurz- bis mittelfristig auch den Bau neuer Kraftwerke beinhaltet. So scheidet das 700 °C-Kraftwerk als Option für die nationale Versorgung aus. Allerdings könnte es unter veränderten Randbedingungen (z. B. hohes Grundlastband) international eine hohe Bedeutung besitzen. Gleiches gilt für Kohlekombikraftwerke. Ob Kohlekombikraftwerke international eine Relevanz besitzen oder eine Konkurrenz zu verbrennungsbasierten Kohlekraftwerken sein werden, hängt maßgeblich vom Nachweis eines konkurrenzfähigen, kommerziellen Anlagenbetriebs ab, der bislang mit den bestehenden Demonstrationsanlagen nicht ausreichend nachgewiesen werden konnte.

Die Einhaltung höchster Umweltstandards besitzt sowohl aus nationaler als auch internationaler Sicht hohe Relevanz. Allerdings wird es in Deutschland darum gehen, Anlagen nachzurüsten (z. B. mit NO<sub>x</sub>- oder Hg-Rückhaltung), während der internationale Fokus auch auf der Entwicklung von Konzepten für Neuanlagen liegen dürfte.

**Tab. 4-1 Flexibilisierungseigenschaften und -potenziale von Kohlekraftwerken**

F&E-Themen	Nationale Relevanz	Globale Relevanz
Flexibilisierung		
Steigerung der Lastgradienten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Absenkung der Mindestlast (z. B. Einmühlenbetrieb, Einsatz von Plasmabrennern)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kürzere An- und Abfahrvorgänge	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hochtemperaturmaterialien für dünnwandige Komponenten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Verbesserte Lebensdauervorhersagen	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Verbesserte Zustandsüberwachung und optimale Ausnutzung der Zulassungsgrenzen	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Einbindung von Wärmespeichern	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Optimierter Einsatz von Mehrblockanlagen unter Berücksichtigung von aktuellen Anlagezuständen auf Komponentenebene und technischen blockspezifischen Anlagerestriktionen (z. B. Kannlasten)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hybridkraftwerke (z. B. kombiniert mit Batterien)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Korrosionseffekte bei längeren Stillstandzeiten	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Effizienz/Klima		
Teillastbetrieb mit hoher Effizienz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Steigerung der Frischdampfparameter (700° Kraftwerk)		<input checked="" type="checkbox"/>
Steigerung der Brennstoffflexibilität (z. B. Biomasse-Zuheizung)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Braunkohlekraftwerke: Einsatz von torrefizierter Biomasse für den Anfahrvorgang	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Umwelt		
NO <sub>x</sub> -Nachrüstung von Braunkohlekraftwerken	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Modifizierung von bestehenden REA-Anlagen für die Einhaltung niedriger SO <sub>2</sub> -Grenzwerte	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Verfahren zur Quecksilberrückhaltung, Messverfahren	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Neue Technologien		
Kohlekombikraftwerke (z. B. IGCC, IGFC)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Konzepte für Polygeneration	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

## 4.2 Gasgefeuerte Kraftwerke

Legt man die aktuellen Energieprojektionen (siehe Kapitel 3.1) zugrunde, wird die gasgefeuerte Stromerzeugung auch kurz- und mittelfristig eine wichtige Rolle spielen. Werden Power-to-Gas-Konzepte realisiert, werden Gaskraftwerke (Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasgemischen) auch langfristig eine signifikante Rolle spielen. Dies gilt sowohl aus nationaler als auch internationaler Perspektive. Insofern ist der bereits in der Vorläuferstudie (Wietschel et al. 2010) skizzierte F&E-Bedarf nach wie vor aktuell. Die bereits für Kohlekraftwerke skizzierten zukünftigen Randbedingungen und Versorgungsaufgaben gelten auch für gasgefeuerte Kraftwerke. Auch hier definiert die Residuallast und deren Charakteristik entscheidende Anforderungen (z. B. höhere Flexibilität, veränderte Lastrampen, höhere Stillstandzeiten), die an einen zukünftigen Betrieb von gasgefeuerten Kraftwerken zu stellen sind. F&E-Aktivitäten sind notwendig zur Effizienzsteigerung, zur Erhöhung der Flexibilität, zur Einhaltung von stringenteren  $\text{NO}_x$ -Grenzwerten und zur Steigerung der Brennstoffflexibilität (z. B. Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasen). Als wesentliche F&E-Empfehlungen sind zu nennen:

- Effizienzsteigerung durch Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur
- Modifizierung bestehender und Konzeption neuer Kühlkonzepte, Minimierung des Kühlmittelbedarfs
- Entwicklung neuer Materialien (z. B. faserverstärkte Verbundwerkstoffe, Keramiken) für hochtemperaturbeständige Beschichtungen
- Entwicklung von Simulationsmodellen zur Beschreibung von stationären bzw. transiente Betriebszustände zur Beschreibung von Außen- und Kühlluftströmungen
- Weiterentwicklung von Primärmaßnahmen für die Einhaltung stringenterer  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte
- Möglichkeiten einer flexibleren Teillastfahrweise unter Einhaltung der  $\text{CO}$ - und  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte
- Erhöhung der Brennstoffflexibilität von Gasturbinen (insbesondere Gasgemische mit einem hohen  $\text{H}_2$ -Anteil) z. B. durch Entwicklung geeigneter Vormischbrenner sowie höhere Brennstoffflexibilität bei Verdichtern
- Prüfung von Gasturbinenkonzepten (HAT, STIG) als Maßnahme zur Erhöhung der Flexibilität
- Absenkung der Mindestlast (z. B. Multi-Shaft-Konzept, gestufte Verbrennung)
- Möglichkeit der Flexibilisierung von GuD-Kraftwerken durch den Einsatz von Wärme- oder Dampfspeichern
- Erhöhung von Lastgradienten
- Maßnahmen und Konzepte zur Verkürzung von An- und Abfahrvorgängen

## Literaturverzeichnis

- Balling, L., Pickard, A. (2012): Flexible operating strategies reduce CO<sub>2</sub> emissions. VGB Power Tech 6 (2012) 27-32.
- Barnes, I. (2013): Recent operating experience and improvement of commercial IGCC, Report CCC/222.
- BDEW (2016a): Jahresvolllaststunden 2010 bis 2015.  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/ED12BC6CA85FE766C1257FEA003EB485/\\$file/Jahresvolllaststunden%202010\\_2015\\_o\\_online\\_jaehrlich\\_Ba\\_o8092016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/ED12BC6CA85FE766C1257FEA003EB485/$file/Jahresvolllaststunden%202010_2015_o_online_jaehrlich_Ba_o8092016.pdf). Letzter Zugriff: 11.10.2016.
- BDEW (2016b): Kraftwerkliste Stand 12.5.2016. [www.bdew.de](http://www.bdew.de).
- Beckers, R.; Heidemeier, J.; Hilliges, F. (2009): Kohlekraftwerke im Fokus der Quecksilberstrategie. PRTP Bericht - Pollutant Release and Transfer Register. Umweltbundesamt.
- BMU (2016): Klimaschutzplan 2050 - Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016. [www.bmub.bund.de](http://www.bmub.bund.de).
- BMWi (2016a): Gesamtausgabe der Energiedaten.  
<http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>. Letzter Zugriff: 11.10.2016.
- BMWi (2016b): Innovation durch Forschung - Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2015. [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de).
- Bundesnetzagentur (2016): Monitoringbericht 2016 gemäß EnWG, 30.11.2016. [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de).
- Carpenter, A. (2014): R&D programmes for clean coal technologies, CCC/244. [www.iea-coal.org](http://www.iea-coal.org).
- Deutscher Bundestag (2013): Beschlussantrag der Fraktion DIE LINKE: Kohleausstiegsgesetz nach Scheitern des Emissionshandels, Drucksache 17/12064.
- Deutscher Bundestag (2014a): Beschlussantrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Kohleausstieg einleiten - Überfälligen Strukturwandel im Kraftwerkspark gestalten, Drucksache 18/1962.
- Deutscher Bundestag (2014b): Beschlussantrag der Fraktion DIE LINKE: Energiewende durch Kohleausstiegsgesetz absichern, Drucksache 18/1673.
- Deutscher Bundestag (2016): Stickoxidemissionen für Kraftwerke - Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen - Drucksache 18/8350, Bundestagsdrucksache 18/8540 vom 24.5.2016.
- DOE (2016): IGCC Project examples.  
<https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifiedia/project-examples#two>.

- EEFA (2010): Bedeutung der rheinischen Braunkohle - sektorale und regionale Beschäftigungs- und Produktionseffekte. Studie im Auftrag der RWE AG.  
[http://www.eefa.de/images/veroeffentl/Endbericht-RWE\\_Regiokohle\\_Final\\_05-11-2010-1.pdf](http://www.eefa.de/images/veroeffentl/Endbericht-RWE_Regiokohle_Final_05-11-2010-1.pdf).
- Ehmann, U.; Dorn, H.; Mieth, G.; Scheinost, R. (2015): GKM Bock 9 - Errichtung eines 911 MW Steinkohleblocks in urbanem Umfeld. VGB Power Tech 6 (2015) 26-30.
- Elsen, R.; Overhoff, U.; Wolf, K. J. (2015); Möglichkeiten und Chancen der Braunkohle jenseits des Strommarktes. VGB Power Tech 11 (2015) 19-24.
- Frohne, A. (2011): Mit modernen Kraftwerken in die Zukunft investieren. VGB Power Tech 12 (2011) 58-63.
- Gade, U. (2015): Erfahrungen mit dem Kraftwerk Moorburg. VGB Power Tech 9 (2015) 77-80.
- Görner, K.; Sauer, D. (2016): Konventionelle Kraftwerke.
- Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (2015): Energy(R)evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015 - Report 5<sup>th</sup> Edition.  
<http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>.
- Haase, T. (2012): Zukünftige Anforderungen an konventionelle Kraftwerke aus Netz-sicht. DENA-Dialogforum "Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke", Berlin 10.10.2012. [www.dena.de](http://www.dena.de).
- Hille, M. (2012): Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland. DENA-Dialogforum "Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke", Berlin 10.10.2012.
- IEA (2015): World Energy Outlook 2015. [www.iea.org](http://www.iea.org).
- IEA (2016a): RD&D Budget.
- IEA (2016b): World Energy Outlook 2016. Paris.
- Jeschke, R.; Henning, B.; Schreier, W. (2012): Flexibility through highly-efficient technology. VGB Power Tech 5 (2012) 64-68.
- Kather, A.; Klostermann, M. (2015): Grenzwerte für Quecksilberemissionen aus Kohlekraftwerken. VGB Power Tech 12 (2015) 74-80.
- Kim, S. (2015): Tae'an IGCC Project update, Presentation at Gasification Technology Conference am 12-14 Oktober 2015, Colorado Springs U.S.
- Landtag NRW Enquete-Kommission (2015): Bericht der Enquete-Kommission zur Zukunft der chemischen Industrie in NRW im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren. Landtagsdrucksache 16/8500. [www.landtag.nrw.de](http://www.landtag.nrw.de).



- Little, A. D. (2015): The future of lignite power. Studie im Auftrag des dbriv.  
[http://www.adlittle.co.uk/uploads/tx\\_extthoughtleadership/ADL\\_FutureOfLignitePower.pdf](http://www.adlittle.co.uk/uploads/tx_extthoughtleadership/ADL_FutureOfLignitePower.pdf).
- Lüdke, S. (2012): Möglichkeiten und Grenzen der Flexibilisierung. 44. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden 23./24.10.2012. Tagungsband 237-243.
- Magin, W. (2012): Technische Realisierbarkeit der Anforderungen an konventionelle Kraftwerke. DENA Dialogforum - Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke, Berlin 10.10.2012.
- Markewitz, P. (2016): Lebensdaueranalyse fossil gefeuerter Kraftwerke. Zeitschrift für Energiewirtschaft 40 (3) 171-177.
- Markewitz, P.; Bongartz, R.; Biß, K. (2015a): Gaskraftwerke. In M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte, F. Genoese (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft. Wiesbaden: Springer Vieweg. 57-75.
- Markewitz, P.; Bongartz, R.; Biß, K. (2015b): Kohlekraftwerke. In M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte, F. Genoese (Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft 3. Wiesbaden: Springer Vieweg. 33-54.
- Markewitz, P.; Grube, T.; Robinius, M.; Kannengießer, T.; Stolten, D. (2017): Energietransport und -verteilung. Brennstoff Wärme Kraft 69 (4).
- Meyer, B.; Appelt, J.; Baitalow, F.; Boblenz, K.; Gutte, H.; Keller, F.; Wolfersdorf, C. (2014): Gutachten für den Landtag NRW - Enquete-Kommission II zur Zukunft der chemischen Industrie in NRW im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren: Stoffliche Nutzung von Braunkohle.  
[https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/GB\\_I/I.1/EK/16.WP/EK\\_II/EK\\_I\\_I\\_-\\_Info\\_16-402-TU\\_Freiberg.pdf](https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/GB_I/I.1/EK/16.WP/EK_II/EK_I_I_-_Info_16-402-TU_Freiberg.pdf).
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T. (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz (Abschlussbericht - DVGW-Förderzeichen G1-07-10). Bonn. [www.dvgw-forschung.de](http://www.dvgw-forschung.de).
- Myllyvirta, L.; Shen, X. (2016): Burning money - How China squander over trillion yuan on unneeded coal-fired capacity. Studie im Auftrag von Greenpeace.  
<http://www.greenpeace.org/eastasia/publications/reports/climate-energy/2016/Burning-Money/>.
- Öko-Institut; FhG-ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Runde. [www.oeko.de](http://www.oeko.de).
- Rennings, K.; Markewitz, P. (2013): How clean ist clean? Incremental versus radical technology change in coal-fired power plants. Journal of Evolutionary Economics 23 (2) 331-355.
- Schiffer, H.-W. (2017): Deutscher Energiemarkt 2016. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67 (3) 62-67.
- Schumann, D.; Fischer, W.; Hake, J.-F. (2016): Kohlenutzung und Kohleausstieg in Deutschland aus Sicht der Bevölkerung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (6).

- Sloss, L. L. (2015): The emerging market for mercury control, IEA Clean Coal Center CCC/245. <http://www.iea-coal.org.uk/>.
- Trautmann, G.; Döring, M.; Heim, M.; Schneider, P. G. (2007): Optimierung des dynamischen Verhaltens kohlefebeuerter Kraftwerke.
- VDE (2012): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt.
- VDMA (2016): Lagebericht 2015/2016: Weltmärkte verunsichert - Neue Wettbewerbschancen schaffen.
- VGB (2016): VGB Initiative Hg<sup>Cap</sup> - Further reduction of mercury emissions from coal fired power plants - Position paper.  
<https://www.vgb.org/hgcap.html?dfid=76920>.
- Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Scheufen, M. (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Stuttgart, Karlsruhe: Fraunhofer Verlag, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI-.
- World Energy Council (2016): World energy scenarios 2016.  
[https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016\\_Full-Report.pdf](https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Scenarios-2016_Full-Report.pdf).